

Школа Инженерная школа энергетики
 Направление подготовки 13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника
 Отделение школы (НОЦ) Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
РАСШИРЕНИЕ НОВО-КЕМЕРОВСКОЙ ТЭЦ ПУТЕМ УСТАНОВКИ ТУРБОАГРЕГАТА Т-110-12,8/1,3

УДК 621.311.22:697.34::621.165

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б6А1	Баранов А.И		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ	К.Б. Ларионов	к.т.н., доцент		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ	С.А Шевелев			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Т.Б Якимова	к.э.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения общетехнических дисциплин	О.А. Антонец	к.б.н		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника, доцент НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ	А.М. Антонова	к.т.н., доцент		

Томск – 2021 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
ОК(У)-1	способностью использовать основы философских знаний для формирования мировоззренческой позиции
ОК(У)-2	способностью анализировать основные этапы и закономерности исторического развития общества для формирования гражданской позиции
ОК(У)-3	способностью использовать основы экономических знаний в различных сферах деятельности
ОК(У)-4	способностью использовать основы правовых знаний в различных сферах деятельности
ОК(У)-5	способностью к коммуникации в устной и письменной формах на русском и иностранном языках для решения задач межличностного и межкультурного взаимодействия
ОК(У)-6	способностью работать в команде, толерантно воспринимая социальные и культурные различия
ОК(У)-7	способностью к самоорганизации и самообразованию
ОК(У)-8	способностью использовать методы и средства физической культуры для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
ОК(У)-9	способностью использовать приемы первой помощи, методы защиты в условиях чрезвычайных ситуаций
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способностью осуществлять поиск, хранение, обработку и анализ информации из различных источников и баз данных, представлять ее в требуемом формате с использованием информационных, компьютерных и сетевых технологий
ОПК(У)-2	Способностью демонстрировать базовые знания в области естественнонаучных дисциплин, готовностью выявлять естественнонаучную сущность проблем, возникающих в ходе профессиональной деятельности; применять для их разрешения основные законы естествознания, методы математического анализа и моделирования, теоретического и экспериментального исследования
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способностью участвовать в сборе и анализе исходных данных для проектирования энергообъектов и их элементов в соответствии с нормативной документацией
ПК(У)-2	Способностью проводить расчеты по типовым методикам, проектировать технологическое оборудование с использованием стандартных средств автоматизации проектирования в соответствии с техническим заданием
ПК(У)-3	Способностью участвовать в проведении предварительного технико-экономического обоснования проектных разработок энергообъектов и их элементов по стандартным методикам
ПК(У)-8	Готовностью к участию в организации метрологического обеспечения технологических процессов при использовании типовых методов контроля режимов работы технологического оборудования
ПК(У)-9	Способностью обеспечивать соблюдение экологической безопасности на производстве и планировать экозащитные мероприятия и мероприятия по энерго- и ресурсосбережению на производстве
ПК(У)-10	Готовностью к участию в работах по освоению, доводке и сопровождению технологических процессов

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа энергетики
 Направление подготовки 13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника
 Отделение школы (НОЦ) Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ А.М. Антонова
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-5Б6А1	Баранову Александру Ивановичу

Тема работы:

РАСШИРЕНИЕ НОВО-КЕМЕРОВСКОЙ ТЭЦ ПУТЕМ УСТАНОВКИ ТУРБОАГРЕГАТА Т-110-12,8/1,3	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	1 июня 2020 года
--	------------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	В работе будет проведено исследование по установке новой турбины вместо демонтированной на Ново-Кемеровской ТЭЦ
--	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1. Роль ТЭЦ в энергосистеме 2. Характеристика существующего оборудования 3. Определение объема реконструкции 4. Расчет тепловой схемы 5. Выбор оборудования 6. Финансовый менеджмент 7. Социальная ответственность 8. Заключение
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Т.Б Якимова, Доцент ОСГН ШБИП
Социальная ответственность	О.А Антонец, Доцент отделения общетехнических дисциплин
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ	К.Б Ларионов	к.т.н., доцент		
Старший преподаватель НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ	С.А Шевелев			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б6А1	Баранов Александр Иванович		

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ПТУ-паротурбинная установка

ТГ-турбогенератор

ПВД-подогреватель высокого давления

ПНД-подогреватель низкого давления

Д-деаэратор

К-конденсатор

ПЭН-питательный электронасос

КН-конденсатный насос

ЦВД-цилиндр высокого давления

ЦНД- цилиндр высокого давления

ЭГСРиЗ- Электронно-гидравлическая система автоматического регулирования
и защиты

ЭМП- электромеханические преобразователи

ЭСЗО- электрическая система защиты отборов

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа _____ 86 _____ с., _____ 7 _____ рис., _____ 21 _____ табл., _____ 36 _____ источников.

Ключевые слова: ПТУ, ПВД, ПНД

Цель работы –расширение НК ТЭЦ путем установки теплофикационной турбины Т-110/120-130 на место демонтируемой турбины Р-50-130.

Расширение происходит в рамках прироста ожидаемого потребления тепловой нагрузки к 2023 в количестве 204 МВт. В настоящий момент турбина Р-50-130/1,3 простаивает из-за отсутствия промышленных потребителей. Простаивающая турбина не несет финансовой отдачи, к тому же находится в нерабочем состоянии. К тому же к 2023 ожидается прирост теплового потребления и чтобы этот прирост покрыть и расширить тепловую и электрическую мощность НКТЭЦ на место турбины типа Р-50-130/1,3 будет установлена турбина Т-110/120-130.

В процессе исследования проводился расчет тепловой схемы с обоснованием технической возможности установки турбины Т-110/120-130.

В результате установлено, что техническая возможность у Ново-Кемеровской ТЭЦ имеется. Необходимость установки вызвана увеличением потребления тепла в городе, за счет роста объемов производства.

Установкой турбины Т-110/120-130 планируется дефицит тепла в количестве 204 МВт к 2023 году.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	8
1 Ново-кемеровская ТЭЦ и ее роль в энергосистеме	10
1.1 Тип электростанции, ее роль в энергосистеме, виды продукции	10
1.2 Основные и вспомогательные цеха и их назначение	10
2 Характеристика существующего оборудования основных цехов НКТЭЦ.....	12
3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМА РЕКОНСТРУКЦИИ И ПРИНЯТИЕ ОСНОВНЫХ РЕШЕНИЙ. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ	14
3.1 Расчет общей паропроизводительности станции	19
3.2 Баланс по системе оборотного охлаждения.....	21
3.3 Расход топлива на станции	22
4.РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ТУРБИНЫ Т-110-130	26
ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ.....	26
5 ВЫБОР ОСНОВНОГО И ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЭЦ	45
6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	53
6.1 Анализ конкурентных технических решений.....	53
6.2 Планирование работ	55
6.3 Смета затрат на проектирование	58
6.4 Определение экономической эффективности	61
6.4.2 Определение текущих затрат.....	62
6.4.3 Определение выручки и прибыли	64
Выручка	64
6.4.4 Определение эффективности проекта	65
7 Социальная ответственность	72
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	85
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	86

ВВЕДЕНИЕ

На данный момент на многих Российских ТЭС уменьшается количество потребителей производственного пара. Поэтому противодавленческие турбины или снижают свою мощность или полностью уходят в консервацию из-за отсутствия потребителей производственного пара. Соответственно, при снижении мощности, понижается экономичность станции, при этом издержки на операционное обслуживание сохраняются. А в случае простоя, турбина не приносит дохода ни по выдаче мощности, ни по отдаче пара потребителям.

Многие теплоэлектроцентрали проектировались и строились под электрическую нагрузку, тепловую нагрузку и производственную паровую нагрузку. Прошло время, крупный потребитель тепла и производственного пара, чья деятельность или прекратилась или уменьшилась, перестает потреблять тепло и паровую нагрузку. Поэтому ТЭЦ приходится снижать отпуск тепла и разгружать отпуск производственного пара с производственного отбора или выхлопа, если используется турбина с противодавлением.

Соответственно также постепенно снижаются коэффициенты использования электрической мощности и коэффициент использования тепловой мощности [1].

Так как на данный момент общий отпуск тепла на производственные нужды составляет около 40% из-за того, что нет необходимости в потреблении такого количества тепла.

Если уменьшается необходимость производственного предприятия в технологической нагрузке, то либо разгружаются турбины с противодавлением, которые отпускают эту нагрузку или вовсе происходит их останов и уменьшенная производственная нагрузка переходит на турбины типа ПТ [1].

Электрическая мощность турбин с противодавлением колеблется от 1 МВт до 100 МВт. Особенностью цикла этих турбин является то, что их мощность зависит напрямую от потребления производственного пара. Поэтому если нет потребителя пара, турбина переходит в режим консервации.

Турбина Р-50-130/1,3 на Ново-Кемеровской ТЭЦ перешла в консервацию. Так как у потребителя производственного пара, отпала в нем необходимость.

На данный момент турбина, находится в нерабочем состоянии и готовится к демонтажу.

Сейчас в г. Кемерово активно реконструируется система теплоснабжения, растет производство, это увеличит потребление тепла [2].

Поэтому целью данной работы расширение НК ТЭЦ путем установки теплофикационной турбины Т-110/120-130.

Для реализации данной цели необходимо:

- 1) Привести обоснование установки турбины Т-110/120-130
- 2) Проверить хватит ли пара на котлах, хватит ли расхода охлаждающей воды, хватит ли места на топливных складах
- 3) Произвести тепловой расчет устанавливаемой теплофикационной турбины с учетом тепловой нагрузки.
- 4) Выбрать вспомогательное оборудование к турбине Т-110/120-130.

1 НОВО-КЕМЕРОВСКАЯ ТЭЦ И ЕЕ РОЛЬ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

1.1 Тип электростанции, ее роль в энергосистеме, виды продукции

Ново-кемеровская ТЭЦ расположена в восточной части города Кемерово и в настоящее время является самым крупным источником теплоснабжения города, основным источником покрытия электрических нагрузок. Основной функцией Ново-кемеровской ТЭЦ является выработка электроэнергии и отпуск тепла с паром и горячей водой. Установленная электрическая мощность станции составляет 585 МВт. Установленная тепловая мощность 1407 Гкал/ч. Расчитать технико-экономические показатели, при увеличенной установленной мощности, подсчитать срок окупаемости проекта.

Согласно схеме развитию теплоснабжения для г. Кемерово потребуется до 2023 года ввести 204 МВт тепловой мощности [2].

1.2 Основные и вспомогательные цеха и их назначение

Общий вид Ново-Кемеровской ТЭЦ представлен на рисунке 1



Рисунок 1.1- Общий вид Ново-Кемеровской ТЭЦ [19]

В котельном цехе установлены 10 котлоагрегатов. В данных котлах посредством сжигания угля и газа энергия связи молекул топлива преобразуется в тепловую энергию, которая сообщается через теплообменные поверхности от продуктов сгорания воде, тем самым, испаряя ее и превращая воду в пар.

В турбинном цехе установлены 8 турбогенераторов. В турбинах потенциальная энергия пара преобразуется в кинетическую энергию вращения ротора, а в генераторе кинетическая энергия преобразуется в электрическую.

Электроцех покрывает потребности станции в электроэнергии, а так же осуществляет отпуск электрической энергии потребителям.

В химическом цехе подготавливается вода для подпитки теплосети и добавочная вода котлов.

На станции имеются вспомогательные цеха:

- Цех тепловой автоматики и измерений (ЦТАИ)
- Цех ремонтного обслуживания (ЦРО)
- Цех гидротехнических сооружений (ЦГТС)

Цех тепловой автоматики и измерений обеспечивает автоматизацию технологических процессов, защиту оборудования от возникновения нештатных ситуаций, точность измерения параметров работы оборудования, расходов жидких и газообразных сред.

Цех гидротехнических сооружений обеспечивает основные цеха питьевой и технической водой, эксплуатирует промливневую и хозфекальную канализации, производит токарные, фрезерные и кузнечные работы.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА СУЩЕСТВУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ОСНОВНЫХ ЦЕХОВ НКТЭЦ

В котельном цехе находятся 10 котлоагрегатов. Котлы имеют П-образную компоновку. Котлы № 7-16 подключены к двум коллекторам пара 140 кгс/см². Пар по коллекторам поступает в турбинный цех на турбогенераторы и РОУ. Вода на котлы поступает по питательным трубопроводам высокого давления с параметрами $P = 150$ кгс/см² и температурой 210-230 °С. Вода подается посредством питательных насосов, находящихся в турбинном цехе.

В турбинном цехе через отборы турбин и редуцирующую охлаждающую установку осуществляется отпуск пара потребителям с параметрами $P = 10-13$ ата и $t = 230-270$ °С. Сетевая вода, используемая для горячего водоснабжения и отопления, подогревается в бойлерах, на которые подается пар с меньшим потенциалом. Установленные турбоагрегаты в турбинном цехе представлены в таблице 1.

Установленная электрическая мощность турбоагрегатов Ново-Кемеровской ТЭЦ составляет 565 МВт [3].

Таблица 2.1- Установленные турбоагрегаты в турбинном цехе [3]

Тип и стационарный № агрегата	Мощность агрегата		Выработка электроэнергии, тыс. кВт-ч	
	электрическая, кВт	тепловая, Гкал/ч	всего	в том числе по теплофикационному циклу
№ 7 ПТР-80-130/13	80 000	195	185 505	185 505
№ 9 Р-50-130/7	50 000	149	44 205	44 205
№ 10 Р-50-130/13	50 000	178	63 200	63 200
№11 ПТ-50-130/7	50 000	110	312 028	81 524
№12 ПТ-50-130/7	50 000	110	259 956	85 624
№ 13 Р-50-130/18	50 000	198	35 712	35 712
№ 14 ПТ-135-130/18	135 000	307	660 438	300 432
№ 15 Т-120-12,8	100 000	160	494 654	121 102
Итого	565 000	1407	2 055 698	917 304

3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМА РАСШИРЕНИЯ И ПРИНЯТИЕ ОСНОВНЫХ РЕШЕНИЙ. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

3.1 Обоснование выбора турбины Т-110/120-130.

Для выбора варианта расширения НКТЭЦ проведем расчет экономичности двух разных вариантов с одинаковой нагрузкой: 1 вариант подразумевает надстройку к турбине Р-50-130/1,6 теплофикационную турбину Т-35/55-1,6. Второй вариант подразумевает демонтаж турбины Р-50-130/1,6 и установку теплофикационной турбины Т-110/120-130.

Критерием выбора будет являться удельный расход топлива по отпуску электроэнергии.

1 вариант турбина Р-50-130/1,6 + турбина Т-35/55-1,6

Схема ПТУ с приключенной турбиной Т-35-1,5 представлена на рисунке 3.1

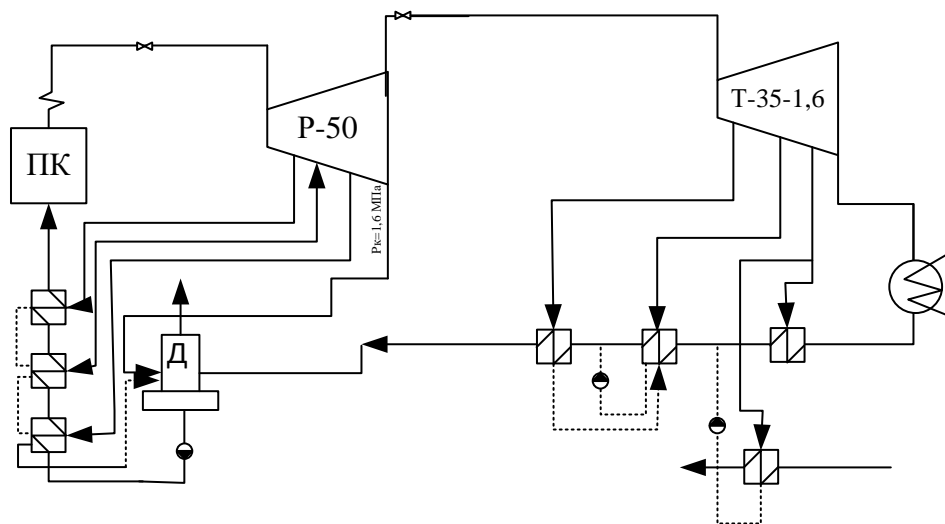


Рисунок 3.1- Схема ПТУ с приключенной турбиной Т-35/55-1,6

Техническая характеристика турбины Т-35/55-1,6 представлена в таблице 3.1

Таблица 3.1 – Техническая характеристика Т-35/55-1,6

Параметр	Значение
Начальное давление, МПа	1,6
Температура, °С	330
Максимальный расход пара на турбину, т/час	350 т/час
Мощность	
Номинальная, МВт	39
В конденсационном режиме, МВт	55
Теплофикационная нагрузка номинальная, МВт	116
Теплофикационная нагрузка максимальная, МВт	140

Расчет будет приведен под максимальный расход пара теплофикационной турбины. При этом считаем, что отпуск тепла с турбины максимальный.

Расход на турбину Р-50-130/1,6 составляет 350 т/час, температура пара 560 °С, давление $P_0=13$ МПа

Энтальпия пара на входе в турбину

$$h_0 = f(P_0, t_0) = 3498 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Определим энтальпию пара на входе в турбину типа Т и выход турбины типа Р. Условно будет считаться, что параметры пара на выходе из турбины типа Р имеют равные параметры входа в турбину типа Т.

$$h_K = f(P_K = 1,6, t_K = 330) = 3102 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Определим мощность турбины Р-50-130/1,3

$$N_{\text{э}} = \frac{G_0}{3,6} \cdot (h_0 - h_K) \cdot \eta_M \cdot \eta_{\Gamma} = \frac{350}{3,6} \cdot (3498 - 3102) \cdot 0,98 \cdot 0,98 = 36,9 \text{ МВт}.$$

Турбина Т-35/55-1,6 при таком расходе пара имеет электрическую мощность 39 МВт.

Тогда мощность блока составит:

$$N_{\text{БЛОКА}}^{\text{э}} = 36,9 + 37 = 74 \text{ МВт}.$$

Энтальпия питательной воды с деаэратора типа ДП с давлением 0,6 МПа.

$$h_{пв} = f(P_D = 0,6) = 670,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Тепловая нагрузка парогенератора

$$Q_{пг} = \frac{G_0}{3,6} \cdot [\alpha_{пг} (h_0 - h_{пв})] = \frac{350}{3,6} \cdot [1,04(3498 - 670,5)] = 285,8 \text{ МВт}.$$

Полная тепловая нагрузка турбоустановки

$$Q_{ту} = \frac{G_0}{3,6} \cdot (\alpha_{ту} + \alpha_{упл})(h_0 - h_{пв}) = \frac{350}{3,6} \cdot [(1+0,03)(3498 - 670,5)] = 283,1 \text{ МВт}.$$

Тепловая нагрузка турбоустановки на отопление при условии максимального отпуска тепла

$$Q_T = \frac{Q_{от}}{\eta} = \frac{140}{0,98} = 142,8 \text{ МВт}.$$

Тепловая нагрузка турбоустановки по производству электроэнергии

$$Q_{ту}^э = Q_{ту} - Q_T = 283,1 - 142,8 = 140,3 \text{ МВт}.$$

КПД установки по производству электроэнергии

$$\eta_{ту}^э = \frac{N_{э}}{Q_{ту}^э} = \frac{74}{140,3} = 0,527$$

КПД трубопроводов, связывающих парогенератор с турбиной

$$\eta_{тр} = \frac{Q_{ту}}{Q_{пг}} = \frac{283,1}{285,1} = 0,99$$

КПД блока по отпуску электроэнергии (нетто)

$$\eta_c^э = \eta_{ту}^э \cdot \eta_{тр} \cdot \eta_{пгу} \cdot (1 - k_{с.н.})$$

КПД парогенератора $\eta_{пгу}=0,92$ [3];

удельный расход электроэнергии на собственные нужды $k_{с.н.}=0,06$ [3].

$$\eta_c^э = 0,527 \cdot 0,99 \cdot 0,92 \cdot (1 - 0,06) = 0,451$$

Удельный расход условного топлива по отпуску электроэнергии

$$b_{\text{э}}^{\text{отп}} = \frac{123}{\eta_{\text{с}}} = \frac{123}{0,451} = 272,7 \text{ г у.т./}(\text{кВт} \cdot \text{ч}).$$

КПД блока по отпуску теплоты

$$\eta_{\text{с}}^{\text{т}} = \eta_{\text{пгу}} \cdot \eta_{\text{тр}} \cdot \eta_{\text{п}} = 0,99 \cdot 0,99 \cdot 0,98 = 0,96$$

Удельный расход условного топлива по отпуску теплоты

$$b_{\text{т}}^{\text{отп}} = \frac{34,1}{\eta_{\text{с}}^{\text{т}}} = \frac{34,1}{0,96} = 35,5 \text{ кг у.т./ГДж}.$$

Вариант 2 установка турбины Т-110/120-130

Техническая характеристика приведена в таблице 3.2

Таблица 3.2– Техническая характеристика турбины Т-110/120-130

Параметр	Значение
Начальное давление, МПа	13
Температура, °С	555
Максимальный расход пара на турбину, т/час	485
Максимальный расход пара на турбину, т/час	470
Мощность	
Номинальная, МВт	110
В конденсационном режиме, МВт	120
Теплофикационная нагрузка номинальная, МВт	203
Теплофикационная нагрузка максимальная, МВт	214

Расчет будет проведен при том же количестве тепла, сколько отпускает Т-35/55-1,6

температура пара 555 °С, давление $P_0=13$ МПа

Энтальпия пара на входе в турбину

$$h_0 = f(P_0, t_0) = 3484 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Энтальпия питательной воды.

$$h_{пв} = f(t_{пв} = 234^{\circ}C, P_{пв} = 16,9 \text{ МПа}) = 1011 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Тепловая нагрузка парогенератора

$$Q_{пг} = \frac{G_0}{3,6} \cdot [\alpha_{пг} (h_0 - h_{пв})] = \frac{485}{3,6} \cdot [1,04(3484 - 1011)] = 346,5 \text{ МВт}.$$

Полная тепловая нагрузка турбоустановки

$$Q_{ту} = \frac{G_0}{3,6} \cdot [(\alpha_{ту} + \alpha_{упл}) (h_0 - h_{пв})] = \frac{485}{3,6} \cdot [(1 + 0,03)(3484 - 1011)] = 343,1 \text{ МВт}.$$

Тепловая нагрузка турбоустановки на отопление при отпуске

$$Q_{т} = \frac{Q_{от}}{\eta} = \frac{140}{0,98} = 142,85 \text{ МВт}.$$

Тепловая нагрузка турбоустановки по производству электроэнергии

$$Q_{ту}^{\circ} = Q_{ту} - Q_{т} = 343,1 - 142,85 = 200,2 \text{ МВт}.$$

КПД установки по производству электроэнергии

$$\eta_{ту}^{\circ} = \frac{N_{\circ}}{Q_{ту}^{\circ}} = \frac{110}{200,2} = 0,549$$

КПД трубопроводов, связывающих парогенератор с турбиной

$$\eta_{тр} = \frac{Q_{ту}}{Q_{пг}} = \frac{343,1}{346,5} = 0,99$$

КПД блока по отпуску электроэнергии (нетто)

$$\eta_c^{\circ} = \eta_{ту}^{\circ} \cdot \eta_{тр} \cdot \eta_{пгу} \cdot (1 - k_{с.н.})$$

КПД парогенератора $\eta_{пгу} = 0,92$ [3];

удельный расход электроэнергии на собственные нужды $k_{с.н.} = 0,06$ [3].

$$\eta_c^{\circ} = 0,549 \cdot 0,99 \cdot 0,92 \cdot (1 - 0,06) = 0,47$$

Удельный расход условного топлива по отпуску электроэнергии

$$b_{\circ}^{\text{отп}} = \frac{123}{\eta_c^{\circ}} = \frac{123}{0,47} = 261,7 \text{ г у.т.}/(\text{кВт} \cdot \text{ч}).$$

КПД блока по отпуску теплоты

$$\eta_c^{\text{т}} = \eta_{пгу} \cdot \eta_{тр} \cdot \eta_{п} = 0,99 \cdot 0,99 \cdot 0,98 = 0,96$$

Удельный расход условного топлива по отпуску теплоты

$$b_t^{\text{отп}} = \frac{34,1}{\eta_c^t} = \frac{34,1}{0,96} = 35,5 \text{ кг у.т./ГДж.}$$

Для установки выбираем турбину Т-110/120-130.

Чтобы установить турбину Т-110/120-130 должны определить:

1. Хватит ли пара, вырабатываемого котлами. Есть ли необходимость устанавливать новые котлы.
2. Хватит ли оборотной воды. Есть ли необходимость устанавливать дополнительные градирни
3. Как изменятся запасы топлива на складах. Нужно ли расширять топливное хозяйство.

3.2 Расчет общей паропроизводительности станции

Паропроизводительность котельных агрегатов станции представлена в таблице 3.3

Таблица 3.3- Паропроизводительность котельных агрегатов станции

Ст. №	Тип, система котлоагрегата.	Год изготовления	Год и месяц начала работы на данной электростанции	Параметры пара		Номинальная, максимальная производительность, т/ч (Гкал/ч)
				давление, кгс/см ²	температура свежего (после промежуточного перегрева), °С	
1	2	3	4	5	6	7
7	ТП-80	1961	XII-1963	140	560	420
8	ТП-87	1963	VI-1964	140	560	480
9	ТП-87	1964	VI-1966	140	560	480
10	ТП-87	1966	XII-1968	140	560	480

11	ТП-87	1970	ХП-1972	140	560	480
12	ТП-87	1971	I-1975	140	560	480
13	ТП-87	1976	ХП-1978	140	560	480
14	ТП-87	1979	V-1981	140	560	480
15	ТП-87	1981	ХП-1989	140	560	480
16	ТП-87	1990	ХП-1999	140	560	480

Общая паропроизводительность пара на станции составляет

$$D_{\text{станции}} = D_7 + D_8 + D_9 + D_{10} + D_{11} + D_{12} + D_{13} + D_{14} + D_{15} + D_{16} =$$

$$= 420 + 480 + 480 + 480 + 480 + 480 + 480 + 480 + 480 + 480 = 4740 \text{ т/час (3.1)}$$

Таблица 3.4- Параметры паровых турбин

Тип и станционный № агрегата	Номинальный Расход пара D_0 , Т/час	Температура свежего пара, С	Мощность агрегата		Выработка электроэнергии, тыс. кВт-ч	
			электрическ ая, кВт	тепловая, гКал/час	всего	в том числе по теплофикацион ному циклу
№ 7 ПТР-80- 130/13	470	560	80 000	195	185 505	185 505
№ 9 Р-50- 130/7	480	560	50 000	149	44 205	44 205
№ 10 Р-50- 130/13	480	560	50 000	178	63 200	63 200
№11 ПТ-50- 130/7	300	560	50 000	110	312 028	81 524
№12 ПТ-50- 130/7	300	560	50 000	110	259 956	85 624
№ 13 Р-50- 130/18	480	560	50 000	198	35 712	35 712
№ 14 ПТ- 135-130/18	760	560	135 000	307	660 438	300 432
№ 15 Т-120- 12,8	470	560	100 000	160	494 654	121 102

Общий расход пара на паровые турбины:

$$D_{\text{турбин}} = D_{\text{ПТР-80}} + D_{\text{Р-50}} + D_{\text{Р-50}} + D_{\text{ПТ-50}} + D_{\text{ПТ-50}} + D_{\text{Р-50}} + D_{\text{ПТ-135}} + D_{\text{Т-110/120-130}} =$$

$$= 470 + 480 + 480 + 300 + 300 + 480 + 760 + 470 = 3740 \text{ т/час (3.2)}$$

Номинальный расход пара на турбину Т-110/120-130 составляет 470 тонн/час.

Поэтому общей паропроизводительности пара станции хватит, чтобы обеспечить паром , вновь введенную турбину.

3.2 Баланс по системе оборотного охлаждения

Количество потребляемой оборотной воды на станции до реконструкции представлено в таблице 3.5

Таблица 3.5- Количество потребляемой оборотной воды на станции до расширения

Турбина	ПТР-80	P-50	P-50	ПТ-50	ПТ-50	P-50	ПТ-135	T-120
Расход охл. воды в куб.м/час	8000	-	-	7000	7000	-	12400	16000
Число часов работы в год , h_y	2318	884	1264	6240	5199	714,24	4892,13	4964
Потребление охл.воды , в	18544000	-	-	43680000	36393000	-	60662412	79424000
Общее потребление охл воды куб.м в год	238703412							

Из характеристик турбины Т-110/120-130 расход охлаждающей воды в конденсатор составляет $W_{охл}^{T-120} = 16000 \text{ м}^3 / \text{час}$

Число часов работы турбины в год $h_{уст} = 5000$ часов

Общее потребление охлаждающей воды составит

$$W_{охл}^T = W_{охл}^{T-120} \cdot h_{уст} = 16000 \cdot 5000 = 80000000 \text{ м}^3 \quad (3.3)$$

Общее потребление охлаждающей воды после реконструкции составит:

$$W_{см}^P = W_{см}^{o.p} + W_{охл}^T = 238703412 + 80000000 = 318703412 \text{ м}^3 \quad (3.4)$$

$W_{см}^P = 238703412 \text{ м}^3$ - общий расход воды, потребляемый конденсатором турбин до расширения [см. таблица 3.3]

Расходы воды в системе оборотного водоснабжения с учетом резерва (данные на декабрь 2015) составляют 336704138 м^3

Так как общее потребление охлаждающей воды после реконструкции меньше чем до реконструкции, то установленных градиентов хватит для обеспечения конденсатора охлаждающей водой.

3.3 Расход топлива на станции

3.3.1 Расход тепла в парогенераторах

Расчет ведем по методике [3]. Параметры пара и воды определяются по источнику [4]

Параметры свежего пара:

$$h_0 = f(P_0, t_0) \approx 3398 \text{ кДж/кг},$$

$$P_0 = 130 \text{ кгс / см}^2, t_0 = 560^\circ \text{C}.$$

Параметры питательной воды:

$$h_{нв} = f(P_{нв}, t_{нв}) \approx 948 \text{ кДж/кг},$$

$$P_{нв} = 169 \text{ кгс / см}^2, t_{нв} = 220^\circ \text{C}.$$

Параметры пара в барабане котла:

$$h_{\sigma} = f(P_{\sigma}) \approx 1521,4 \text{ кДж/кг}$$

$$P_{\sigma} = 130 \text{ кгс / см}^2,$$

$$Q_{\text{пр}} = \frac{(\sum D_{\text{турбины}}) \cdot 1000}{3600} \cdot (1,04 \cdot (h_o - h_{нв}) + 0,03 \cdot (h_{\sigma} - h_{нв})) = \quad (3.5)$$

$$Q_{\text{пр}}^{P-50} = \frac{(480) \cdot 1000}{3600} \cdot (1,04 \cdot (3398 - 948) + 0,03 \cdot (1521,4 - 948)) = 377,8 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{пр}}^{\text{ПТР80}} = \frac{(470) \cdot 1000}{3600} \cdot (1,04 \cdot (3398 - 948) + 0,03 \cdot (1521,4 - 948)) = 334,8 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{пр}}^{\text{ПТ-50}} = \frac{(300) \cdot 1000}{3600} \cdot (1,04 \cdot (3398 - 948) + 0,03 \cdot (1521,4 - 948)) = 213,7 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{пр}}^{\text{ПТ-135}} = \frac{(760) \cdot 1000}{3600} \cdot (1,04 \cdot (3398 - 948) + 0,03 \cdot (1521,4 - 948)) = 541,5 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{пр}}^{\text{Т-120}} = \frac{(470) \cdot 1000}{3600} \cdot (1,04 \cdot (3398 - 948) + 0,03 \cdot (1521,4 - 948)) = 334,8 \text{ МВт}$$

3.3.2 Расход топлива на парогенераторы

$$B = \frac{3600 \cdot Q_{\text{пр}}^T}{1000 \cdot Q_{\text{н}}^P \cdot \eta_k} \quad [3] \quad (3.6)$$

$$B^{P-50} = \frac{3600 \cdot 377,8}{1000 \cdot 29,3 \cdot 0,92} = 50,45 \text{ тонн / час}$$

$$B^{\text{ПТР-80}} = \frac{3600 \cdot 334,8}{1000 \cdot 29,3 \cdot 0,92} = 44,7 \text{ тонн / час}$$

$$B^{\text{ПТ-50}} = \frac{3600 \cdot 213,7}{1000 \cdot 29,3 \cdot 0,92} = 28,5 \text{ тонн / час}$$

$$B^{\text{ПТ-135}} = \frac{3600 \cdot 541,5}{1000 \cdot 29,3 \cdot 0,92} = 72,3 \text{ тонн / час}$$

$$B^{\text{Т-120}} = \frac{3600 \cdot 334,8}{1000 \cdot 29,3 \cdot 0,92} = 44,7 \text{ тонн / час}$$

3.1.3.1.2 Расход условного топлива

$$B_T^{\text{ПТ}} = B^{\text{ПТ}} \cdot h_{\text{уст}} \quad (3.7)$$

$$B_T^{\text{ПТР-80}} = B^{\text{ПТР-80}} \cdot h_{\text{уст}} = 44,7 \cdot 2318 = 103614 \text{ тонн}$$

$$B_T^{P-50} = B^{P-50} \cdot h_{\text{уст}} = 50,4 \cdot 884 = 44553 \text{ тонн}$$

$$B_T^{P-50} = B^{P-50} \cdot h_{\text{уст}} = 50,4 \cdot 1264 = 63705 \text{ тонн}$$

$$B_T^{ПТ-50} = B^{ПТ-50} \cdot h_{уст} = 28,5 \cdot 6240 = 177840 \text{ тонн}$$

$$B_T^{ПТ-50} = B^{ПТ-50} \cdot h_{уст} = 28,5 \cdot 5199 = 148171 \text{ тонн}$$

$$B_T^{P-50} = B^{P-50} \cdot h_{уст} = 50,4 \cdot 714 = 35985 \text{ тонн}$$

$$B_T^{ПТ-135} = B^{ПТ-135} \cdot h_{уст} = 72,3 \cdot 4892 = 353691 \text{ тонн}$$

$$B_T^{T-120} = B^{T-110/120-130} \cdot h_{уст} = 44,7 \cdot 4964 = 221890 \text{ тонн}$$

$$B_T = \sum B^{T-110/120-130} = 103614 + 44553 + 63705 + 177840 + 148171 + 35985 + 353691 + 221890 = 1149449 \text{ тонн}$$

Найдем расход топлива на турбину Т-110/120-130

$$B_T^{T-110/120-130} = B^{T-110/120-130} \cdot h_{уст} = 44,7 \cdot 5000 = 223500 \text{ тонн}$$

Общее

$$B = B_T + B_T^{T-110} = 1149449 + 223500 = 1372949 \text{ тонн}$$

По данным Ново-Кемеровской ТЭЦ места на складе достаточно, поэтому необходимость расширения складов отсутствует

При реконструкции турбинного цеха возникает ряд основных задач [5,6,7]:

1. Обеспечение заезда длинномерных машин в центр демонтажа и монтажа нового оборудования.

Демонтаж старого оборудования будет проводиться непосредственно техническим отделом предприятия с соблюдением всех правил безопасности.

При демонтаже следует оградить зону работ, обеспечить персонал безопасным переходом из корпуса ЦСД в ЦВД. Утилизация старого оборудования будет проводиться на складе предприятия.

Для перевозки оборудования (при демонтаже и монтаже) предлагается устройство ворот с теплым тамбуром с заездом длинномерных машин в

турбинный цех, для чего необходимо:

Освободить место для устройства тамбура с заездом машин (демонтировать мастерскую СЦРТО с переносом на другое место). Проработать вариант постройки рядом с помещением гидразинной установки вне цеха.

2. Подготовка площадки для установки нового турбоагрегата.

Перенос вдоль фундамента основных маслопроводов на ЧВД.

Фундамент состоит из верхней и нижней фундаментальных плит, связанных вертикальными колоннами. Верхняя фундаментальная плита образуется продольными и поперечными балками.

3. Определение компоновки нового оборудования и размещение основных паропроводов.

Компоновка оборудования должна обеспечить:

- а) надежную, безаварийную и безопасную эксплуатацию оборудования и выполнение специальных санитарных норм;
- б) удобство эксплуатации с наименьшим числом эксплуатационного персонала;
- в) возможность проведения ремонтных работ в короткие сроки с высоким качеством;
- г) удобство монтажа оборудования и механизацию всех основных работ.

4. Подборкой кадров будет заниматься специализированные расчетно-технические агентства.

4.РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ТУРБИНЫ Т-110/120-130

Расчет ведем по методике [4, 5,6,7,8]

Целью расчета является определение расхода пара на турбину и показателей тепловой экономичности.

Исходные данные для расчета первого варианта

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Вариант 1:

Электрическая мощность: 1 - 110МВт, Давление острого пара 13 МПа.

Температура острого пара 555 С

Максимальная отопительная нагрузка 204 МВт при температурном графике 150/70

Принципиальная тепловая схема представлена на рисунке 1

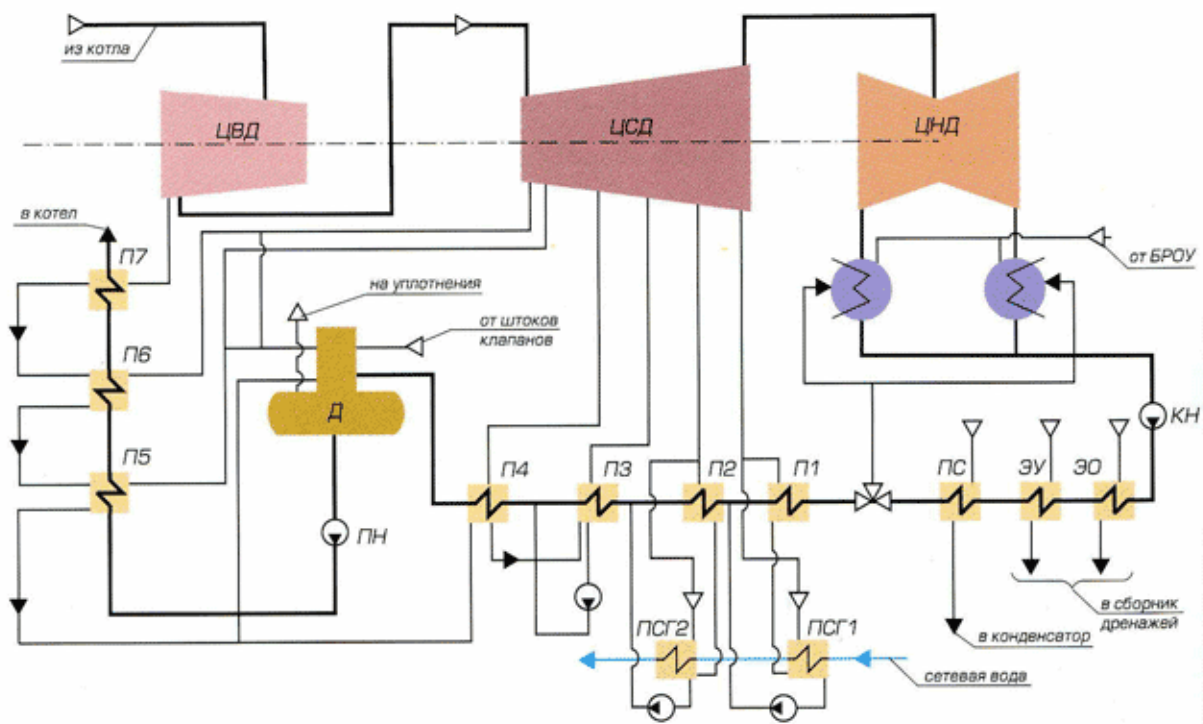


Рисунок 4.1 –Принципиальная тепловая схема Т-110/120-130

4.1.1 Построение температурного графика теплосети.

$Q_{om} = 204$ МВт по данным Ново-Кемеровской ТЭЦ.

Распределим все тепло между турбиной и ПВК, значит тепло на турбину и один ПВК:

$$Q_{om1} = 102 \text{ МВт}$$

По данным Ново-Кемеровской ТЭЦ температурный график теплосети: $t_{nc}/t_{oc} = 150/70^\circ\text{C}$. Температурный график теплосети представляет собой зависимости изменений температур прямой t_{nc} и обратной t_{oc} сетевой воды от температур наружного воздуха: $t_{nc} = f(t_{нв})$ и $t_{oc} = f(t_{нв})$.

Эти зависимости принимаются линейными и строятся каждая по двум точкам. Линия $t_{nc} = f(t_{нв})$ по точкам а и б, где точка а соответствует расчетной температуре наружного воздуха $t_{нв} = t_{нв}^p = -40^\circ\text{C}$, при этом температура прямой сети максимальна и составляет $t_{nc}^p = 150^\circ\text{C}$. Точка б соответствует температуре $t_{nc} = t_{oc} = t_{нв} = t_{г} = +18^\circ\text{C}$.

Линия $t_{oc} = f(t_{нв})$ строится по точкам в и б, где точка в соответствует расчетной температуре наружного воздуха $t_{нв} = t_{нв}^p = -40^\circ\text{C}$, при этом температура обратной сетевой воды минимальна и составляет $t_{oc} = 70^\circ\text{C}$.

Так как на практике отопление включается при температуре наружного воздуха $t_{нв} = +8^\circ\text{C}$, то температурный график теплосети при этой температуре имеет срезку. На графике моменту включения отопления соответствует точка г. Температурный график теплосети представлен на рисунке 2.

$$Q_{отб} = \frac{Q_T}{\eta_{сп}} \cdot \alpha_{ТЭЦ} = \frac{204000}{0,98} \cdot 0,5 = 102000 \text{ МВт.} \quad (4.1)$$

где,

$\alpha_{ТЭЦ} = 0,5$ -коэффициент теплофикации ТЭЦ [20]

$\eta_{сн} = 0,98$ -КПД сетевой установки

Значит температура прямой сети составит:

$$t_{nc}^{cn} = t_{oc} + \alpha_{ТЭЦ} (t_{nc} - t_{oc}) = 70 + 0,5(150 - 70) = 110^0C \quad (4.2)$$

Расход сетевой воды:

$$G_{ca} = \frac{Q}{c_p (t_{nc} - t_{oc})} = \frac{204000}{4,19(150 - 70)} = 608,6 \frac{кг}{с} \quad (4.3)$$

где,

$$c_p = 4,19 \frac{кДж}{кг \cdot K}$$

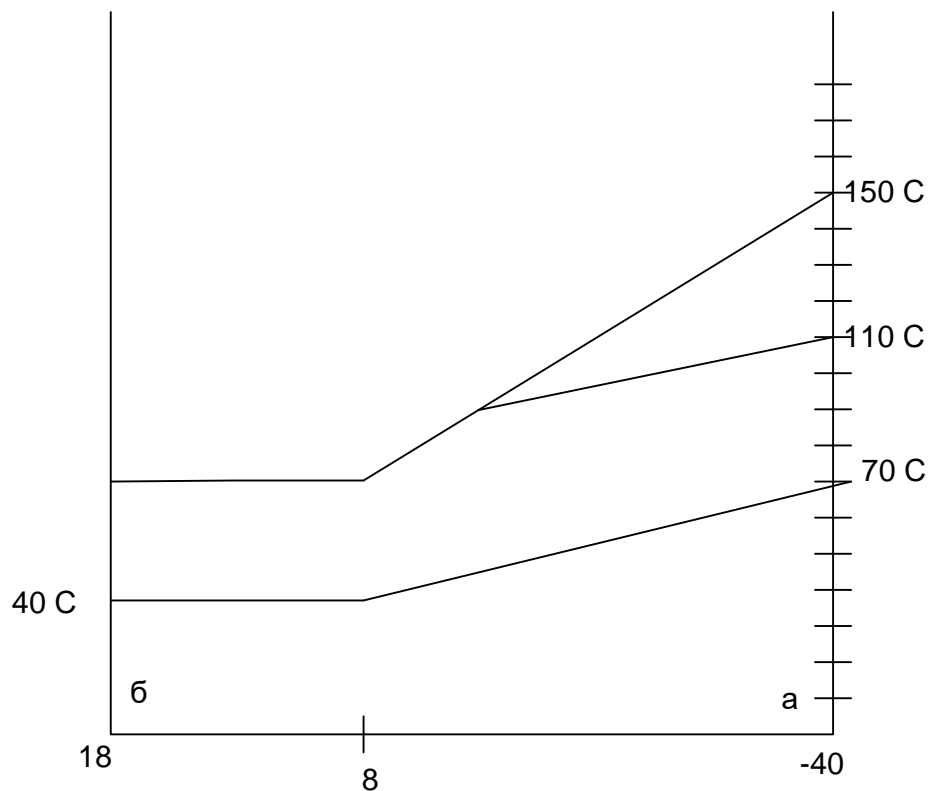


Рисунок 4.2-Температурный график теплосети

Определим расходы пара на ВСП и НСП. Для этого необходимо знать тепло отдаваемое паром в ВСП и НСП.

$$Q_m^{сн} = G_B \cdot c_p (t_{всп} - t_{нсп}) = 608,6 \cdot 4,2 \cdot (110 - 90) = 51 MBm$$

Тепло отдаваемое в НСП

$$Q_m^{HCP} = Q_{om}^m - Q_m^{BCP} = 102 - 51 = 51 MBm$$

Расход пара в ВСП

$$D_{BCP} = \frac{Q_m^{BCP}}{(h_n^{BCP} - h_n^{BCP'})} = \frac{51000}{(2727 - 558,5)} = 23,51 \frac{кг}{с}$$

$$h_n^{BCP} = f''(t_{BCP} + \theta) = 2727 \frac{кДж}{кг};$$

$$h_n^{BCP'} = f'(t_{BCP} + \theta) = 558,5 \frac{кДж}{кг};$$

Расход пара в НСП:

$$D_{HCP} = \frac{Q_m^{HCP}}{(h_n^{HCP} - h_n^{HCP'})} = \frac{51000}{(2676 - 415,1)} = 22,55 \frac{кг}{с}$$

$$h_n^{HCP} = f''(t_{HCP} + \theta) = 2676 \frac{кДж}{кг};$$

$$h_n^{HCP'} = f'(t_{HCP} + \theta) = 415,1 \frac{кДж}{кг};$$

4.1.3 Расчет тепловой схемы турбоустановки

Для расчета тепловой схемы турбоустановки необходимо знать расходы и давления в отборах при номинальном режиме. В дальнейшем номинальный

режим будет называться при $t_{oc} = 70^{\circ}C$; $Q_{om}^m = 420 \frac{ГДж}{час}$

Расчет любой теплофикационной схемы начинается с определения давления отопительных отборов и расходы на сетевые подогреватели

Для расчета номинального режима были использованы параметры схемы:

Параметры пара в отборах при номинальном режиме приведены в таблице 5

Таблица 4.1- Параметры в отборах при номинальном режиме

Тип турбины	№ отбора	Элемент	Давление, МПа	Температура пара в отборе, °С	Расход пара в отбор, кг/с
T-110/120-130	1	ПВД7	3,32	379	5,41
	2	ПВД6	2,28	337	7,72
	3	ПВД7	1,22	266	4,69
		Деаэратор	1,22	266	1,83
	4	ПНД4	0,57	190	4,88
	5	ПНД3	0,294	130	6,16
	6	ПНД2	0,098	-	1,94
	7	ПНД1	0,037	-	9,16

Для расчета сетевой подогревательной установки потребуются следующие данные:

$F = 2300 \text{ м}^2$ - площадь теплообмена ПСГ-2300;

$G_{св} = 608,6 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$ - расход сетевой воды;

$t_{oc} = 70^\circ\text{C}; t_{всн} = 110^\circ\text{C}$ - температуры за ВСП и обратной воды;

$D_{no}^* = 94,31 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$ - расход пара в отсеке при теплофикационном режиме;

$P_{ТВ.Н} = 0,27 \text{ МПа}$ - давление в верхнем теплофикационном отборе;

$P_{ТН.Н} = 0,098 \text{ МПа}$ - давление в нижнем теплофикационном отборе;

$D_{к} = 48,25 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$ - расход пара в конденсатор, кг/с

Коэффициент теплопередачи ВСП и НСП в новом режиме:

$$K = 2,8 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^2 \cdot \text{K}};$$

Давление пара в ВСП при номинальном режиме:

$$P_{ВСП.Н} = 0,93 \cdot P_{ТВ.Н} = 0,93 \cdot 2,7 = 2,511 \text{ бар}; \quad (4.4)$$

Энтальпия греющего пара и конденсата при давлении в ВСП:

$h_{ВСП} = f(P_{ВСП.Н}), \text{кДж/кг}$	
$h'_{ВСП} = 536$	$h''_{ВСП} = 2738$

Давление пара в НСП при номинальном режиме:

$$P_{НСП.Н} = 0,93 \cdot P_{ТН.Н} = 0,93 \cdot 0,098 = 0,914 \text{ бар};$$

Энтальпия греющего пара и конденсата при давлении в НСП:

$h_{НСП} = f(P_{НСП.Н}), \text{кДж/кг}$	
$h'_{НСП} = 415,1$	$h''_{НСП} = 2690$

Принимаю расход пара на НСП :

$$D_{НСП} = 10 \text{ кг/с};$$

Температура воды на выходе из НСП определяем из теплового баланса НСП:

$$G_{СВ} \cdot C_B \cdot (t_{НСП} - t_{ОС}) = D_{НСП} \cdot (h''_{НСП} - h'_{НСП}) \cdot \eta_{П}, \text{ откуда}$$

$$t_{НСП} = t_{ОС} + \frac{D_{НСП} \cdot (h''_{НСП} - h'_{НСП}) \cdot \eta_{П}}{G_{СВ} \cdot C_B} = 70 + \frac{10 \cdot (2690 - 415,1) \cdot 0,99}{608 \cdot 4,19} = 85,6 \text{ } ^\circ\text{C}; \quad (4.5)$$

Недогрев в НСП:

$$\theta_{НСП} = \frac{(t_{НСП} - t_{ОС}) \cdot e^{-\frac{K \cdot F}{G_B \cdot C_B}}}{1 - e^{-\frac{K \cdot F}{G_B \cdot C_B}}} = \frac{(85,6 - 70) \cdot e^{-\frac{2,8 \cdot 1300}{608 \cdot 4,19}}}{1 - e^{-\frac{2,8 \cdot 1300}{608 \cdot 4,19}}} = 1,34^\circ\text{C}; \quad (4.6)$$

Недогрев в ВСП:

$$\theta_{ВСП} = \frac{(t_{ПС} - t_{НСП}) \cdot e^{-\frac{K \cdot F}{G_B \cdot C_B}}}{1 - e^{-\frac{K \cdot F}{G_B \cdot C_B}}} = \frac{(110 - 85,6) \cdot e^{-\frac{2,8 \cdot 1300}{608 \cdot 4,19}}}{1 - e^{-\frac{2,8 \cdot 1300}{608 \cdot 4,19}}} = 2,1^\circ\text{C};$$

Температура насыщения в НСП:

$$t_s^{HСП} = t_{HСП} + \theta_{HСП} = 85,6 + 1,34 = 86,94^{\circ}\text{C}; \quad (4.7)$$

Температура насыщения в ВСП:

$$t_s^{ВСП} = t_{ВСП} + \theta_{ВСП} = 110 + 2,1 = 112,1^{\circ}\text{C};$$

Давление в НСП:

$$P_{HСП} = f(t_s^{HСП}) = 0,6241 \text{ бар};$$

Давление в ВСП:

$$P_{ВСП} = f(t_s^{ВСП}) = 1,538 \text{ бар};$$

Давление в отборе на НСП:

$$P'_{ТН} = 1,07 \cdot P_{HСП} = 1,07 \cdot 0,6241 = 0,667 \text{ бар};$$

Давление в отборе на ВСП

$$P_{ТВ} = 1,07 \cdot P_{ВСП} = 1,07 \cdot 1,538 = 1,64 \text{ бар};$$

Вентиляционный расход пара:

$$D_K = 10 \cdot P'_{ТН} = 10 \cdot 0,624 = 6,24 \text{ кг / с};$$

Расход пара в промежуточный отсек турбины:

$$D_{ПО} = D_K + D_{HСП} + D_{ПНД1} = 6,24 + 10 + 0,05 = 15,29 \text{ кг / с}; \quad (4.8)$$

Давление в нижнем отборе турбины:

$$P''_{ТН} = \sqrt{P_{ТВ}^2 - \left(\frac{D_{ПО}}{D_{ПО}^H}\right)^2 \cdot (P_{ТВ.H}^2 - P_{ТН.H}^2)} = \sqrt{1,64^2 - \left(\frac{15,29}{94,31}\right)^2 \cdot (2,7^2 - 0,98^2)} = 1,588 \text{ бар};$$

Погрешность определения давления:

$$\delta = \frac{|P'_{ТН} - P''_{ТН}|}{P'_{ТН}} \cdot 100 = \frac{|0,667 - 1,588|}{0,667} \cdot 100 = 138 \%; \quad (4.9)$$

Дальнейшие вычисления запишем в таблицу 4.2:

Таблица 4.2 Зависимость давлений отопительных отборов от расхода пара на НСП

$D_{\text{НСП}}$ кг/с	$t_{\text{НСП}}$ °C	$\theta_{\text{НСП}}$ °C	$\theta_{\text{ВСП}}$ °C	$t_s^{\text{НСП}}$ °C	$t_s^{\text{ВСП}}$ °C	$P_{\text{ТН}}$ бар	$P_{\text{ТВ}}$ бар	$D_{\text{ПО}}$ кг/с	$P_{\text{ТН}}^*$ бар	δ %
13	90,37	1,76	1,69	92,13	111,69	0,814	1,623	21,188	1,337	64,2
14	91,94	1,89	1,56	93,83	111,56	0,757	1,616	30,020	0,952	25,7
15	93,51	2,03	1,42	95,53	111,42	0,806	1,609	31,020	0,876	8,68
15,52	94,32	2,10	1,35	96,42	111,35	0,833	1,605	31,540	0,833	0,05
17	96,64	2,30	1,15	98,94	111,15	0,913	1,595	33,020	0,692	24,1

По результатам расчетов нахожу расход пара в НСП $D_{\text{НСП}} = 15,15$ кг/с, при котором погрешность определения $D_{\text{НСП}}$ составляет $\delta = 0,5 \% < 2,0 \%$, что допустимо.

Расход пара на ВСП определяем из теплового баланса ВСП

$$G_{\text{СВ}} \cdot C_{\text{В}} \cdot (t_{\text{ПС}} - t_{\text{НСП}}) = D_{\text{ВСП}} \cdot (h_{\text{ВСП}}^* - h_{\text{ВСП}}') \cdot \eta_{\text{П}}, \text{ откуда}$$

$$D_{\text{ВСП}} = \frac{G_{\text{СВ}} \cdot C_{\text{В}} \cdot (t_{\text{ПС}} - t_{\text{НСП}})}{(h_{\text{ВСП}}^* - h_{\text{ВСП}}') \cdot \eta_{\text{П}}} = \frac{608 \cdot 4,19 \cdot (110 - 94,32)}{(2738 - 475,7) \cdot 0,99} = 17,65 \text{ кг/с};$$

4.1.3 Перерасчет расходов пара по отсекам при тепловом режиме

Принимаем расходы пара на регенеративный подогрев равным расходам пара на из расчета ПТС на конденсационный режим.

Расходы пара по отсекам при расчетном режиме:

$$G(1)^0 = G_{\text{вх}}^{\text{теод}} = 134 \text{ кг/с};$$

$$G(2)^0 = G(1)^0 - G_1 = 134 - 5,41 = 128,59 \text{ кг/с};$$

$$G(3)^0 = G(2)^0 - G_2 = 128,59 - 7,72 = 120,87 \text{ кг/с};$$

$$G(4)^0 = G(3)^0 - (G_3 + G_{\text{д}}) = 120,87 - (4,69 + 1,83) = 114,35 \text{ кг/с};$$

$$G(5)^0 = G(4)^0 - G_4 = 114,35 - 4,88 = 109,47 \text{ кг/с.}$$

$$G(6)^0 = G(5)^0 - G_5 = 109,47 - 6,16 - 23,51 = 79,8 \text{ кг/с.}$$

$$G(7)^0 = G(6)^0 - G_6 = 79,8 - 1,94 - 22,55 = 55,31 \text{ кг/с.}$$

$$G(8)^0 = G(7)^0 - G_7 = 55,31 - 9,16 = 46,15 \text{ кг/с.}$$

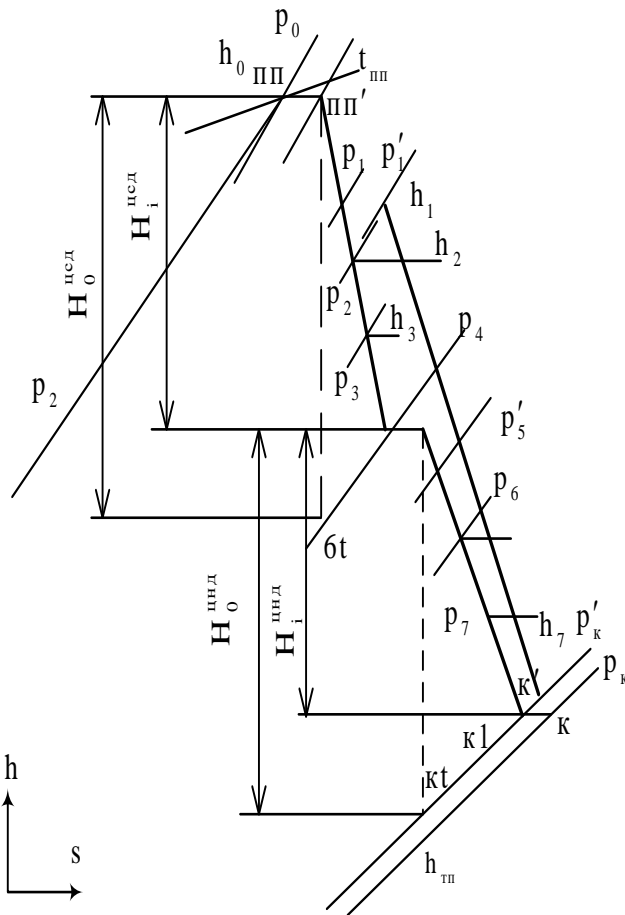


Рисунок 4.2- Процесс расширения пара в h-s диаграмме

4.1.4 Перерасчет давления в конденсаторе

Перерасчет температуры насыщения в конденсаторе:

$$t_{sk} = t_{bl} + \frac{G_k}{G_k^0} (t_{sk}^0 - t_{bl}), \quad (4.10)$$

где $G_k^0 = 83,21 \text{ кг/с}$ - расход в конденсатор при конденсационном режиме;

$G_k = G(8) = 39,09 \text{ кг/с}$ - расход в конденсатор при теплофикационном режиме; t_{sk}^0

$=33,92\text{ }^{\circ}\text{C}$ - температура насыщения в конденсаторе при расчетном режиме;
 $t_{\text{в1}}=5\div 12\text{ }^{\circ}\text{C}$ – температура охлаждающей воды в конденсаторе [см пункт 4.1.3].

$$t_{sk} = 8 + \frac{48,09}{92,21}(33,92 - 8) = 20.$$

Новое давление в конденсаторе:

$$P_K=f(t_{sk})=0,0024\text{ МПа.}$$

Давление на выходе ЦНД с учетом потерь в паропроводе:

$$P'_K=P_K \cdot 1,04=0,0024 \cdot 1,04=0,002496\text{ МПа.}$$

4.1.5 Расчет группы ПНД

Во всех ПНД примем недогрев $\theta_{i\dot{A}} = 5\text{C}$

4.1.5.1 Расчет точки смешения №1

$$h_{cm1} = \frac{G_K \cdot h'_K + (G_{HCP} + G_{BCП}) \cdot h_{ncп}}{G_{cm}} = \frac{48,09 \cdot 91,11 + 46,09 \cdot 404}{94,18} = 242,8 \frac{\text{КДж}}{\text{кг}} \quad (4.11)$$

$$G_{cm} = G_K + G_{HCP} + G_{BCП} = 48,09 + 22,55 + 23,54 = 94,18 \text{ кг} / \text{с}$$

4.1.5.2 Расчет подогревателя № 6

$$G_6(h_6 - h'_6) = G_{\dot{m}}(h_{a6} - h_{\dot{m}})$$

Давление в ПНД6 с учетом потерь

$$P_6 = P_{HC} \cdot 0,95 = 0,0833 \cdot 0,95 = 0,079135 \text{ МПа}$$

$$h'_6 = 396,3 \text{ КДж} / \text{кг}$$

$$t_{e6} = t_{s6} - \theta_{mod} = 94,58 - 5 = 89,58\text{C}$$

$$h_{e6} = 375,9 \text{ КДж} / \text{кг}$$

$$G_6 = \frac{G_{см} (h_{г6} - h_{см})}{(h_6 - h'_6)} = \frac{94,18(370,6 - 242,8)}{(2684 - 391,6)} = 5,25 \text{ кг} / \text{с}$$

4.1.5.3 Расчет точки смешения №2

$$h_{см2} = \frac{G_{см1} \cdot h_{г6} + G_6 \cdot h'_6}{G_{см2}} = \frac{94,18 \cdot 370,6 + 5,25 \cdot 391,6}{99,43} = 371,7 \frac{\text{КДж}}{\text{кг}} \quad (4.12)$$

$$G_{см2} = G_{см1} + G_6 = 94,18 + 5,25 = 99,43 \text{ кг} / \text{с}$$

4.1.5.4 Определение давления в отборе №5

Расход пара в отсеке 5-6 при теплофикационном режиме

$$D_{5-6} = D_{к1} + D_{нсп} + G_6 + G_7 = 48,09 + 22,55 + 5,25 + 9,16 = 85,05 \text{ кг} / \text{с}$$

$$P_5 = \sqrt{\frac{D_{5-6} \left[(P_5^0)^2 - (P_6^0)^2 \right] + P_{mn}^2 \left[G(6)^0 \right]^2}{\left[G(6)^0 \right]^2}} =$$

$$= \sqrt{\frac{85,05^2 (0,294^2 - 0,098^2) + 0,083^2 * 103,31^2}{103,31^2}} = 0,243 \text{ МПа}; \quad (4.13)$$

Давление в подогревателе ПНД5

$$P_{п5} = \frac{P_5}{1 + \Delta P} = \frac{0,243}{1 + 0,05} = 0,232 \text{ МПа}$$

Температура насыщения в подогревателе ПНД5

$$t_{s5} = f(P_{п5}) = 125^\circ \text{C}$$

Недогрев воды в группе ПНД принимаем $\theta_{пнд} = 5^\circ \text{C}$

Температура воды за подогревателем ПНД5

$$t_{г5} = t_{s5} - \theta_{пнд} = 125 - 5 = 120^\circ \text{C}$$

4.1.5.5 Расчет подогревателя ПНД4

Производится итерационным методом, для этого задаем расход пара на подогреватель G_4 , и энтальпия дренажа h'_4

Принимаем

$$G_4 = 6,425 \text{ кг/с}, h'_4 = 652,7 \text{ КДж/кг}$$

Найдем расход пара на ПНД 5

$$h_5 = 2726 \text{ КДж/кг}; h'_5 = 524,7 \text{ КДж/кг}; h_{e5} = 503,4$$

$$G_5 = \frac{G_{CM2}(h_{B5} - h_{CM2}) - G_4(h'_4 - h'_5)}{(h_5 - h'_5)\eta} = \frac{99,43(473,044 - 371,7) - 6,425(652,7 - 524,7)}{(2726 - 524,7)0,98} = 5,689 \text{ кг/с}$$

Найдем расход основного конденсата в точке смешения №3

$$G_{CM3} = G_{CM2} + G_4 + G_5 = 99,43 + 6,425 + 5,689 = 111,54 \text{ кг/с} \quad (4.14)$$

Энтальпия основного конденсата в точке смешения №3

$$h_{CM3} = \frac{G_{CM2} \cdot h_{e5} + (G_4 + G_5) \cdot h'_5}{G_{CM3}} = \frac{99,43 \cdot 503,4 + (6,425 + 5,689) \cdot 524,7}{111,54} = 505,7 \text{ КДж/кг}$$

Расход пара в отсеке 4-5 при теплофикационном режиме

$$D_{4-5} = D_{5-6} + D_{BCП} + G_5 = 85,05 + 23,54 + 5,689 = 114,27 \text{ кг/с}$$

$$P_4 = \sqrt{\frac{D_{4-5}^2 \left[(P_4^0)^2 - (P_5^0)^2 \right] + P_5^2 \left[G(5)^0 \right]^2}{\left[G(5)^0 \right]^2}} =$$

$$= \sqrt{\frac{114,27^2 (0,57^2 - 0,294^2) + 0,243^2 * 61,23^2}{109^2}} = 0,567 \text{ МПа};$$

Найдем давление в ПНД 4

$$P_{П4} = \frac{P_4}{1 + \Delta P} = \frac{0,567}{1 + 0,05} = 0,54 \text{ МПа}$$

$$h_4 = 2830 \text{ КДж} / \text{кг}$$

$$h'_4 = f(P_{П4}) = 652,7 \text{ КДж} / \text{кг}$$

Температура воды за подогревателем ПНД4

$$t_{s4} = f(P_{П4}) = 154^\circ \text{C}$$

$$t_{с4} = t_{s4} - \theta_{ПНД} = 154 - 5 = 149^\circ \text{C}$$

$$G_4 = \frac{G_{CM3}(h_{B4} - h_{CM3})}{(h_4 - h'_4)\eta} = \frac{111,54(631,1 - 505,7)}{(2830 - 652,7)0,98} = 6,42 \text{ кг} / \text{с}$$

Как видно по расчетам энтальпия дренажа и расход пара в ПНД4 отличаются меньше 0,5% , что допускается.

4.1.5.6 Определение давления в третьем отборе

Расход пара в отсеке 3-4

$$D_{3-4} = D_{4-5} + G_4 = 114,27 + 6,425 = 120,705 \text{ кг} / \text{с}$$

$$P_3 = \sqrt{\frac{D_{3-4} \left[(P_3^0)^2 - (P_4^0)^2 \right] + P_4^2 \left[G(4)^0 \right]^2}{\left[G(4)^0 \right]^2}} =$$

$$= \sqrt{\frac{120,705^2 (1,128^2 - 0,57^2) + 0,567^2 * 113,87^2}{113,87^2}} = 1,276 \text{ МПа};$$

4.1.6 Расчет подогревателей высокого давления и деаэратора

Расчет производится итерационным методом, задаем расход пара на подогреватели G_1, G_2, G_3 , и энтальпии дренажа h'_1, h'_2

$$G_1 = 7,039 \text{ кг} / \text{с}; h'_1 = 1014 \text{ КДж} / \text{кг}$$

$$G_2 = 5,384 \text{ кг} / \text{с}; h'_2 = 897,7 \text{ КДж} / \text{кг}$$

$$G_3 = 6,731 \text{ кг} / \text{с};$$

Найдем давление в ПВД 3

$$P_{ПЗ} = \frac{P_3}{1 + \Delta P} = \frac{1,276}{1 + 0,05} = 1,215 \text{ МПа}$$

$$h_3 = 2970 \text{ КДж} / \text{кг}$$

$$h'_3 = f(P_{ПЗ}) = 801 \text{ КДж} / \text{кг}$$

Температура воды за подогревателем ПВДЗ

$$t_{s3} = f(P_{ПЗ}) = 188,5^\circ \text{C}$$

$$t_{e3} = t_{s3} - \theta_{ПВД} = 188,5 - 3 = 185,5^\circ \text{C}$$

$$h_{B3} = f(P_{ПВ}, t_{B3}) = 787,7 \text{ КДж} / \text{кг}$$

Расчет деаэратора

$$\begin{aligned} D_{ПВ} + D_{ЭЖ+УПЛ} &= G_1 + G_2 + G_3 + G_{СМЗ} + D_{П} + G_{Д} \\ D_{ПВ} \cdot h'_{Д} + D_{ЭЖ+УПЛ} \cdot h''_{Д} &= (G_1 + G_2 + G_3) \cdot h'_3 + G_{СМЗ} \cdot h_{B4} + D_{П} \cdot h'_n + G_{Д} \cdot h_3 \end{aligned} \quad (4.15)$$

$$D_{ПВ} + 0,08 = 7,039 + 5,384 + 6,731 + 111,5 + G_{Д}$$

$$D_{ПВ} \cdot 667,7 + 0,08 \cdot 2755 = (7,039 + 5,384 + 6,731) \cdot 801 + 111,5 \cdot 631,1 + G_{Д} \cdot 2991$$

В ходе решения системы имеем :

$$D_{ПВ} = 131,4 \text{ кг} / \text{с}; G_{Д} = 0,658 \text{ кг} / \text{с}$$

4.1.6.1 Определение давления во втором отборе

Расход пара в отсеке 2-3

$$D_{2-3} = D_{3-4} + G_{Д} + G_3 + D_{П} = 120,7 + 6,731 + 0,658 = 128,094 \text{ кг} / \text{с}$$

$$\begin{aligned} P_2 &= \sqrt{\frac{D_{2-3} \left[(P_2^0)^2 - (P_3^0)^2 \right] + P_3^2 \left[G(2)^0 \right]^2}{\left[G(2)^0 \right]^2}} = \\ &= \sqrt{\frac{128,094^2 (2,28^2 - 1,22^2) + 1,276^2 \cdot 120,4^2}{120,4^2}} = 2,414 \text{ МПа}; \end{aligned}$$

4.1.6.2 Определение давления в первом отборе

Расход пара в отсеке 1-2

$$D_{1-2} = D_{2-3} + G_2 = 128,094 + 5,384 = 133,478 \text{ кг} / \text{с}.$$

$$P_1 = \sqrt{\frac{D_{1-2} \left[(P_1^0)^2 - (P_2^0)^2 \right] + P_2^2 \left[G(1)^0 \right]^2}{\left[G(1)^0 \right]^2}} =$$
$$= \sqrt{\frac{133,478^2 (3,32^2 - 2,28^2) + 2,414^2 \cdot 128,11^2}{128,11^2}} = 3,486 \text{ МПа};$$

4.1.7 Определение параметров питательной воды и расходов пара на ПВД

4.1.7.1 Определение параметров питательной воды за ПВД1 и расхода пара на ПВД1

$$P_{п1} = \frac{P_1}{1 + \Delta P} = \frac{3,486}{1 + 0,05} = 3,32 \text{ МПа}.$$

$$h_1 = 3177 \text{ КДж} / \text{кг}$$

$$h'_1 = f(P_{п1}) = 1028 \text{ КДж} / \text{кг}$$

Температура воды за подогревателем ПВД1

$$t_{s1} = f(P_{п1}) = 242^\circ \text{C}$$

$$t_{\epsilon 1} = t_{s1} - \theta_{ПВД} = 242 - 3 = 239^\circ \text{C}$$

Энтальпия питательной воды за подогревателем ПВД1

$$h_{B1} = f(P_{пB}, t_{B1}) = 999,6 \text{ КДж} / \text{кг}$$

Расход пара на ПВД1

$$G_1 = \frac{G_{пB} (h_{B1} - h_{B2})}{(h_1 - h'_1) \eta} = \frac{131,3(999,6 - 884,07)}{(3177 - 1028)0,98} = 7,016 \text{ кг} / \text{с}$$

4.1.7.2 Определение параметров питательной воды за ПВД2

$$P_{п2} = \frac{P_2}{1 + \Delta P} = \frac{2,414}{1 + 0,05} = 2,29 \text{ МПа}$$

$$h_2 = 3127 \text{ КДж} / \text{кг}$$

$$h'_2 = f(P_{П2}) = 887,3 \text{ КДж} / \text{кг}$$

Температура воды за подогревателем ПВД2

$$t_{s2} = f(P_{П2}) = 207^\circ \text{C}$$

$$t_{с2} = t_{s2} - \theta_{ПВД} = 207 - 3 = 204^\circ \text{C}$$

Энтальпия питательной воды за подогревателем ПВД1

$$h_{B2} = f(P_{ПВ}, t_{B2}) = 884 \text{ КДж} / \text{кг}$$

Расход пара на ПВД2

$$G_2 = \frac{G_{ПВ}(h_{B2} - h_{B3}) - G_1(h'_1 - h'_2)}{(h_2 - h'_2)\eta} = \frac{131,4(894 - 787,7) - 4,192(1028 - 897,7)}{(3102 - 897,7)0,98} = 5,373 \text{ кг} / \text{с}$$

Расход пара на ПВД2

$$G_3 = \frac{G_{ПВ}(h_{B3} - h'_{д}) - (G_1 + G_2)(h'_2 - h'_3)}{(h_3 - h'_3)\eta} = \frac{131,3(787,7 - 667,7) - (7,016 + 5,373)(897,7 - 801)}{(2970 - 715,6)0,98} = 6,717 \text{ кг} / \text{с}$$

Как видим из расчетов расходы пара на ПВД, и энтальпии дренажа пара ПВД, практически совпали с заданными.

В ходе решения имеем:

$$G_1 = 7,039 \text{ кг} / \text{с}; G_2 = 5,384 \text{ кг} / \text{с};$$

$$G_3 = 6,731 \text{ кг} / \text{с}; G_4 = 6,426 \text{ кг} / \text{с};$$

$$G_5 = 5,689 \text{ кг} / \text{с}; G_6 = 5,25 \text{ кг} / \text{с};$$

$$G_{д} = 0,658 \text{ кг} / \text{с};$$

Расходы пара в отсеки:

$$D_{5-6} = 85,05 \text{ кг} / \text{с}; D_{4-5} = 114,27 \text{ кг} / \text{с};$$

$$D_{3-4} = 120,7 \text{ кг} / \text{с}; D_{2-3} = 128,09 \text{ кг} / \text{с};$$

$$D_{1-2} = 133,5 \text{ кг} / \text{с}; D_K = 48,09 \text{ кг} / \text{с};$$

$$D_{0-1} = 140 \text{ кг} / \text{с};$$

4.1.8 Проверка мощности

4.1.8.1 Теплоперепады по отсекам

$$H_{i1} = h_0 - h_1 = 310 \text{ КДж} / \text{кг}$$

$$H_{i2} = h_1 - h_2 = 75 \text{ КДж} / \text{кг}$$

$$H_{i3} = h_2 - h_3 = 132 \text{ КДж} / \text{кг}$$

$$H_{i4} = h_3 - h_4 = 140 \text{ КДж} / \text{кг}$$

$$H_{i5} = h_4 - h_5 = 104 \text{ КДж} / \text{кг}$$

$$H_{i6} = h_5 - h_6 = 42 \text{ КДж} / \text{кг}$$

$$H_{i7} = h_6 - h_7 = 50 \text{ КДж} / \text{кг}$$

$$H_{i8} = h_7 - h_8 = 70 \text{ КДж} / \text{кг}$$

4.1.8.2 Мощность

$$N_{T-110/120-130} = D_{0-1} \cdot H_{i1} + D_{1-2} \cdot H_{i2} + D_{2-3} \cdot H_{i3} + D_{3-4} \cdot H_{i4} + D_{4-5} \cdot H_{i5} + D_{5-6} \cdot H_{i6} + D_{6-7} \cdot H_{i7}$$

$$N_{T-110/120-130} = 140 \cdot 310 + 133,5 \cdot 75 + 128,09 \cdot 132 + 120,7 \cdot 140 + 114,27 \cdot 104 + 85,05 \cdot 42 + 55,37 \cdot 50 + 48,09 \cdot 70 = 110000 \text{ кВт}$$

Проверка мощности

$$\delta N = \frac{N_{T-50-130} - N_{\text{э}}}{N_{T-50-130}} 100\% = \frac{110000 - 110000}{110000} 100\% = 0,00\%$$

Погрешность мощности меньше допустимой

4.1.9 Определение показателей энергетической эффективности

4.1.9.1 Расход условного топлива на выработку теплоты.

Так как коэффициент теплофикации $\alpha_{\text{тэц}}^{\text{р}} = 0,5$, то отпуск тепла на отопление и ГВС из отборов турбины составляет [8]:

$$Q_{\text{отб}} = \frac{Q_{\text{т}}}{\eta_{\text{сп}}} \cdot \alpha_{\text{тэц}}^{\text{р}} = \frac{204}{0,98} \cdot 0,5 = 104 \text{ МВт.} \quad (4.17)$$

4.1.9.2 Остальная часть отпуска тепла должна быть покрыта пиковыми водогрейными котлами:

$$Q_{\text{пвк}} = Q_{\text{т}} - Q_{\text{отб}} = 204 - 104 = 100 \text{ МВт.}$$

4.1.9.3 Расход условного топлива на выработку теплоты из отборов турбины определим из уравнения теплового баланса [8]:

$$Q_{отб} = B \cdot Q_H^p \cdot \eta_k \cdot \eta_{тп} \cdot \eta_{сп}, \text{ МВт, откуда}$$

$$B_{отп} = \frac{Q_{отб}}{Q_H^p \cdot \eta_k \cdot \eta_{тп} \cdot \eta_{сп}} = \frac{104}{29,3 \cdot 0,92 \cdot 0,98 \cdot 0,98} = 4,017 \text{ кг/с}$$

где Q_H^p – теплотворная способность условного топлива 29,3 МДж/кг;

$\eta_k = 0,92$ – КПД котлов ТЭЦ;

$\eta_{тп} = 0,98$ – КПД трубопроводов;

$\eta_{сп} = 0,98$ – КПД сетевых подогревателей.

4.1.9.4 Расход условного топлива на выработку теплоты в ПВК:

$$B_{пвк} = \frac{Q_{пвк}}{Q_H^p \cdot \eta_{пвк} \cdot \eta_{тп} \cdot \eta_{псп}} = \frac{100}{29,3 \cdot 0,92 \cdot 0,98 \cdot 0,98} = 3,86 \text{ кг/с.} \quad (4.18)$$

4.1.9.5 Суммарный расход условного топлива на отпуск тепла

$$B_T = B_{отб} + B_{пвк} + B_{п} = 4,017 + 3,86 = 7,877 \text{ кг/с.}$$

Удельный расход условного топлива и кпд по производству теплоты:

$$b_T = \frac{34,2}{\eta_{Qcm}} = \frac{3}{0,883} = 38,7 \text{ кг/Гдж, где кпд по производству теплоты}$$

$$\eta_{Qcm} = \frac{Q_{отб}}{Q_H^p \cdot B_{отб}} = \frac{104}{29,3 \cdot 4,017} = 0,883$$

4.1.9.6 Расход тепла в парогенераторах:

$$Q_{пг} = D_0 \cdot [\alpha_{пг} \cdot (h_0 - h_{пв}) + p \cdot (h'_0 - h_{пв})], \text{ МВт,}$$

Относительный расход пара в парогенерирующую установку $\alpha_{пг} = 1,04$ и продувку барабана парогенератора $p = 0,03$, приблизительно принимаем.

Так как установки рассчитаны на давление свежего пара 13 МПа и температуру 535°C то считаем энтальпию свежего пара для всех турбин:

$$h_0 = 3487 \text{ КДж/кг};$$

Температура питательной воды:

$t_{\text{ПВ}} = 240^\circ\text{C}$ принимаем по справочнику, энтальпия соответственно равна
 $h_{\text{ПВ}} = 994,45 \text{ КДж/кг};$

Давление в барабане котла принимаем:

$$P_6 = 15 \text{ МПа},$$

$$h'_6 = 1609 \text{ КДж/кг}.$$

Расход тепла в парогенераторах определится:

$$Q_{\text{пр}} = 140 \cdot 1,04((3487 - 994,45) + 0,03 \cdot (1609 - 994,45)) = 365 \text{ МВт}.$$

4.1.10.1 Полный расход условного топлива в парогенераторах найдем из уравнения теплового баланса

$$B = \frac{Q_{\text{пр}}}{Q_{\text{н}}^p \cdot \eta_k} = \frac{365}{29,3 \cdot 0,92} = 13,54 \text{ кг/с}$$

4.1.10.2 Расход условного топлива на выработку электроэнергии

$$B_{\text{э}} = B - B_{\text{отб}} - B_{\text{п}} = 13,54 - 4,017 = 9,523 \text{ кг/с}.$$

4.1.10.3 Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии равен

$$b_{\text{э}}^{\text{выр}} = \frac{B_{\text{э}}}{N_{\text{э}}^{\text{выр}}} = \frac{9,523 \cdot 3600}{110} = 311 \text{ г/кВт} \cdot \text{ч}$$

5 ВЫБОР ОСНОВНОГО И ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЭЦ

К оборудованию пароводяного тракта относятся основные агрегаты (котлы и турбины) и вспомогательное теплообменное и насосное оборудование [4].

5.1 Турбоагрегат

Т-110/120-130

Номинальная мощность 110 МВт,

Рабочее давление 130 МПа,

Температура перегретого пара 555°C ,

Давление в выхлопном патрубке турбины 0,0052 МПа.

5.2 Питательные насосы

Выбираются на подачу питательной воды при максимальной мощности блока с запасом не менее 5%.

Расчётный напор питательного насоса должен превышать давление пара на выходе из котла с учётом потерь давления в тракте

$$P_{\text{пн}} = (1,25 - 1,4)P_0 = 1,4 \cdot 130 = 18,2 \text{ МПа}; \quad (5.1)$$

Расход питательной воды

$$G_{\text{пв}} = \alpha_{\text{пв}} \cdot G_0 = 1,044 \cdot 140 = 146,16 \text{ кг/с}; \quad (5.2)$$

Удельный объём воды

$$\nu = f(P_{\text{пн}}, t_d) = f(18,25 \text{ МПа}, 157^{\circ}\text{C}) = 0,0011 \text{ м}^3 / \text{кг}; \quad (5.3)$$

Определяется максимальная подача питательного насоса

$$V = 1,05 \cdot G_{\text{пв}} \cdot \nu \cdot 3600 = 1,05 \cdot 146 \cdot 0,0011 \cdot 3600 = 607 \text{ м}^3 / \text{ч}; \quad (5.4)$$

Выбираем два насоса производительностью по 50% каждый типа ПЭ580-185. Его характеристики представлены в таблице 5.1

Таблица 4- Характеристики питательных насосов [4]

Подача $V, \text{ м}^3/\text{ч}$	Напор H , м	КПД насоса $\eta, \%$	Частота вращения, об/мин	Тип и мощность привода $N, \text{ кВт}$	Завод-изготовитель
580	2030	81,5	2904 (с г/м)	АГД, 4000	ПО «Насосэнергомаш», г. Сумы

5.3 Конденсатные насосы

Расчётная подача конденсатных насосов определяется по формуле

$$G_k = (1.1 - 1.2) G_k^{\max}; \quad (5.5)$$

G_k^{\max} – максимальный расход пара в конденсатор

$$G_k^{\max} = G_0 - \sum G_{\text{отб}} = 48,09 \text{ кг/с} = 173 \text{ т/ч}; \quad (5.6)$$

$$G_k = 1,2 \cdot 173 = 207,6 \text{ т/ч};$$

Конденсатные насосы выбирают с одним резервом: два насоса с подачей, равной 100% .

Выбираем три насоса типа КсВ 200-220 со следующими характеристиками

Принимаем к установке три конденсатных насоса типа КсВ200-220. Его характеристики представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2- Характеристики конденсатного насоса КсВ200-220

Подача V , $\text{м}^3/\text{ч}$	Напор H , м	Допустимый кавитационный запас, м	Частота вращения n , об/мин	Мощность N , кВт	КПД насоса, %	Завод-изготовитель
200	220	2,5	1500	164	73	ПО «Насосэнергомаш», г.Сумы

5.4 Деаэратор

Суммарная производительность деаэраторов выбирается по максимальному расходу питательной воды

$$G^{\max} = \alpha_{\text{ПВ}} \cdot G_0 = 1,044 \cdot 140 = 146,16 \text{ т/ч}; \quad (5.8)$$

Выбираем деаэратор повышенного давления типа ДП-500 [3, табл.3.22], а деаэрационный бак типа БД-65-1 объёмом 78 м³

5.5 Выбор ПВД

В качестве ПВД выбираем подогреватели, характеристики которых указаны в таблице в таблице 8.

Таблица 5.3- Характеристики ПВД

Типоразмер	Площадь поверхности теплообмена, м ²			Номинальный расход воды, кг/с	Расчетный тепловой поток, МВт	Максимальная температура, °С	Гидравлическое сопротивление при номинальном расходе воды, м вод.ст.	Габаритные размеры	
	полная	зоны ОП	зоны ОК					Высота, мм	Диаметр корпуса, мм
ПВ-760-230-14	760	84,5	95,0	236,1	28,5	500	15,4	9050	2280
ПВ-800-230-21	800	84,5	63,4	236,1	27,9	500	11,0	9050	2280
ПВ-800-230-32	800	84,5	31,7	236,1	22,2	475	12,0	9050	2280

Характеристики которых представлены в таблице 5.4

Таблица 5.4- Характеристики ПНД

Типоразмер	Площадь поверхности теплообмена, м ²	Номинальный расход воды, кг/с	Расчетный тепловой поток, МВт	Максимальная температура, °С	Гидравлическое сопротивление при номинальном расходе воды, м вод.ст.	Габаритные размеры		Завод-изготовитель
						Высота, мм	Диаметр корпуса, мм	
ПН-400-0,2-1	478	208,3	20,9	400	10,0	5895	1624	Сар3ЭМ
ПН-400-26-7-I	478	208,3	20,9	400	10,0	5895	1624	Сар3ЭМ
ПН-400-26-7-I	478	208,3	20,9	400	10,0	5895	1624	Сар3ЭМ
ПН-400-26-7-I	478	208,3	20,9	400	10,0	5895	1624	Сар3ЭМ

5.6 Сетевые насосы

Поскольку расход сетевой воды небольшой примем к установке 1 насос и один резервный.

Расчетная подача сетевых насосов

$$V = G_{\text{св}} \cdot v \cdot 3600 = 608,6 \cdot 0,0010 \cdot 3600 = 2190 \text{ м}^3/\text{ч},$$

здесь удельный объем воды $v = 0,0010 \text{ м}^3/\text{кг}$.

Выбираем насос типа СЭ3200-60. Его характеристики представлены в таблице 5.5.

Таблица 5.5- Характеристики сетевого насоса СЭ 3200-60

Подача V , $\text{м}^3/\text{ч}$	Напор H , м	Допустимый кавитационный запас, м	Частота вращения n , об/мин	Мощность N , кВт	КПД насоса, %	Завод-изготовитель
3200	60	5,5	1500	150	81	ПО «Насосэнергомаш», г.Сумы

5.7 Сетевые подогреватели

Сетевые подогреватели выбираем по температурам входа и выхода сетевой воды, а также по параметрам отбираемого из отбора турбины пара.

Характеристики ПСВ-500-3-23 представлены в таблице 11

Таблица 5.6- Характеристики ПСВ-500-3-23

Номинальный расход пара	31,94 кг/с
Температура воды на входе	90 ⁰ С
Температура воды на выходе	110 ⁰ С.
Гидравлическое сопротивление:	2,75 м вод.ст
Высота:	5060 мм
Диаметр корпуса:	1020 мм

Конденсатор

На турбоустановку Т-110-130 устанавливается 1 конденсатор К2-3000-2.

Характеристика конденсатора К2-3000-2 представлена в таблице 5.7

Таблица 5.7- Характеристика конденсатора К2-3000-2

Температура охлаждающей воды на входе	15 ⁰ С
Расход охлаждающей воды	16000 м ³ /ч
Гидравлической сопротивление конденсатора	37,3 кПа

5.8 Система технического водоснабжения

Система технического водоснабжения электростанции оборотная. В оборотной системе обязательным условием является наличие водоохладителя. Его функции могут выполнять водоем-охладитель, градирня или брызгальный бассейн.

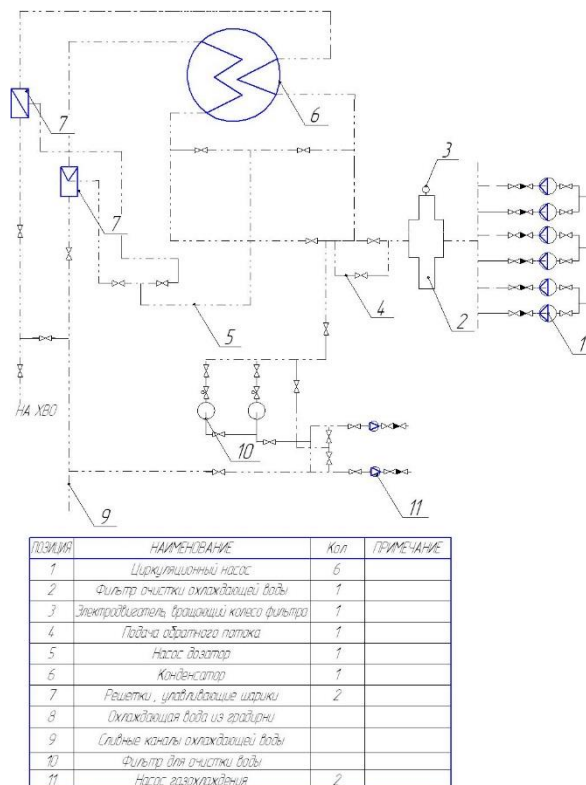


Рисунок 5.2- Схема циркуляционных водоводов конденсатора турбины Т-110/120-130

Определение расхода охлаждающей воды для турбины Т-110/120-130,

Баланс теплоты поверхностного конденсатора,

$$Q_k = G_k (h_k - h'_k) = W (t_{2B} - t_{1B}) c_B \quad \text{где,} \quad (5.9)$$

$h_k = 2010$ кДж/кг энтальпия пара, поступающего в конденсатор;

$h'_k = 91,1$ кДж/кг энтальпия конденсата;

$c_B = 4,19$ кДж/(кг*К) теплоемкость воды на входе;

W-расход охлаждающей воды, кг/с;

t_{2B}, t_{1B} – температуры охлаждающей воды на входе в конденсатор и выходе из него, °C ;

$G_k = 48,09$ кг/с расход пара в конденсатор.

$$W = \frac{G_k (h_k - h'_k)}{(t_{2B} - t_{1B}) c_B} = \frac{48,09 \cdot (2564 - 91,1)}{(35 - 10) \cdot 4,19} = 1132 \quad \text{кг/с}; \quad (5.10)$$

Расход охлаждающей воды турбин

№1 Т-50-130 $W = 1132$ кг/с;

Суммарный расход охлаждающей воды составляет $W_{\text{общ}} = 4087 \text{ м}^3 / \text{час}$;

На станции установим 3 х 600В-1,6-100 охлаждающих насосов суммарной производительностью $16500 \text{ м}^3 / \text{час}$.

3.8 Гидравлический расчет трубопровода

Потеря давления в трубопроводе

$$p = (\xi_{\text{мп}} \cdot \frac{L}{d_{\text{вн}}} + \sum \xi_{\text{м}}) \cdot \frac{c^2}{2 \cdot g} \cdot 10^{-6}, \quad (5.11)$$

$$G_1 \cdot g = F \cdot \omega, \quad (5.12)$$

$g = 0,004 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}}$ - объем воды, [1];

$$F = \frac{\pi \cdot d_p^2}{4} \quad \text{- площадь проходного сечения трубопровода;} \quad (5.13)$$

$\omega = 20 \div 60 \frac{м}{с}$ - скорость течения среды, [17, стр. 119];

d_p - расчетный внутренний диаметр трубопровода;

$$d_{\delta} = \sqrt{\frac{4 \cdot G \cdot V}{\pi \cdot \omega}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 291 \cdot 0,004}{3,14 \cdot 20}} = 0,272 \text{ м}; \quad (5.14)$$

Выбираем стандартную трубу [11] по диаметру условного прохода
 $D_y = 320 \text{ мм}$, $d_{вн} = 300 \text{ мм}$;

ξ_{mp} -коэффициент сопротивление трения $\xi_{mp} = 0,02027$ [6]

$\sum \xi_m$ -сумма коэффициентов местных сопротивлений

$$\sum \xi_m = \xi_{90^\circ} \cdot n = 0,3 \cdot 3 = 0,9$$

$\xi_{90^\circ} = 0,3$ коэффициент сопротивление возникающей из-за поворота трубопровода на 90град.;

n-количество поворотов на заданном участке n-3;

c -скорость теплоносителя $c = 4 \text{ м/с}$;

ϑ -удельный объем теплоносителя $\vartheta = 0,001 \text{ м}^3 / \text{кг}$;

$$p = (0,02027 \cdot \frac{450}{0,3} + 0,9) \cdot \frac{4^2}{2 \cdot 0,001} \cdot 10^{-6} = 0,25 \text{ МПа}; \quad (5.15)$$

Гидродинамическое давление

$$p_z = \rho_g \cdot g \cdot h = 934,8 \cdot 9,8 \cdot 12 \cdot 10^{-6} = 0,1099 \text{ МПа}, \quad (5.16)$$

Плотность воды при заданной температуры $\rho_g = 934,8 \text{ кг/м}^3$;

g -ускорение свободного падение $g = 9,8 \text{ м/с}^2$;

Давление на выходе из этого участка

$$p_{вых} = p_{вх} - p + p_z = 2 - 0,25 + 0,1099 = 1,86 \text{ МПа};$$

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-5Б6А1	Баранов А.И

Инженерная школа энергетики		Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова	
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	13.03.01Теплоэнергетика и теплотехника

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами. Оклады в соответствии с окладами сотрудников «НИ ТПУ».
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Норма амортизации основных фондов 33,3% Районный коэффициент 1,3
3. Социальные отчисления	Социальные отчисления 30% от ФЗП

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Анализ конкурентных технических решений;
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Планирование работ. Разработка диаграммы Ганта. Формирование сметы затрат на исследование.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Описание потенциального эффекта

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценочная карта для сравнения конкурентоспособности
2. Диаграмма Ганта
3. Бюджет затрат

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.03.2021
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Татьяна Борисовна	К.Э.Н.		01.06.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б6А1	Баранов А.И		01.03.21

6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Так как на Ново-Кемеровской ТЭЦ есть свободное место для установки дополнительной турбины, то предлагается установить теплофикационную турбину Т-110/120-130.

Целью раздела является оценка экономической эффективности «Расширение Ново-Кемеровской ТЭЦ теплофикационной турбиной Т-110/120-130» с точки зрения финансового менеджмента и ресурсоэффективности. Для достижения цели необходимо выполнить следующие задачи: провести анализ конкурентоспособности парового котла, планирование работ в рамках разрабатываемого проекта, расчет бюджета проекта, расчет экономической эффективности.

6.1 Анализ конкурентных технических решений

Для турбины Т-110/120-130 применяется котел пара производительностью 420 т/час. Поэтому для анализа конкурентных технических решений будет рассмотрен паровой котел четырех разных производителей. Анализ конкурентных технических решений представлен в таблице 6.1, 6.2

Таблица 6.1- Оценочная карта для сравнения конкурентоспособности паровых котлов

Производитель	Процент КПД	Ремонт.приг.	Качество материала	Экологичность	Цена	Надёжность	Сумма
Сибэнергомаш	7	6	9	8	5	9	44
Эмальянс	8	7	8	7	7	9	46
Зио-Подольск	9	8	9	8	8	7	49
Красный котельщик	8	8	8	7	7	8	46
Важность (b_i)	4	4	5	4	3	5	25
Вес (W_i)	0,160	0,160	0,200	0,160	0,120	0,200	1

Таблица 6.2- Оценочная карта для сравнения конкурентоспособности паровых котлов с учетом корректировки

Производитель	Процент КПД	Ремонт.приг.	Качество материала	Экологичность	Цена	Надёжность	Сумма
Сибэнергомаш	1,12	0,96	1,80	1,28	0,60	1,80	7,56
Эмальянс	1,28	1,12	1,60	1,12	0,84	1,80	7,76
Зио-Подольск	1,44	1,28	1,80	1,28	0,96	1,40	8,16
Красный котельщик	1,28	1,28	1,60	1,12	0,84	1,60	7,72

Анализ по оценочной карте показал, что лучшим производителем котельного агрегата для турбины Т-110-130 является ЗиО-Подольск. Данный производитель котлов имеет ряд преимуществ перед другими:

- высокий КПД котла;
- ремонтпригоден даже оперативным персоналом станции;

- используется сталь повышенной жаропрочности, соответственно при повышении нагрузки не возникнет аварийных ситуаций из-за градиентной неравномерности нагрева материала котла;
- за счет хорошей организации подготовки топлива, данный котел более экологичен в сравнении с другим.

6.2 Планирование работ

Для реализации работы над НИР вся работа должна быть поделена на временные отрезки. Должна быть осуществлена примерная оценка максимального времени работы над задачей и минимальное время.

Для небольших работ целесообразно применять линейный график. Для определения ожидаемого значения продолжительности работы применяют формулу, основанную на использовании двух оценок:

$$t_{ож} = \frac{(3 \cdot t_{\min} + 2 \cdot t_{\max})}{5},$$

где t_{\min} - время, необходимое для выполнения работы при неблагоприятных условиях;

t_{\max} - время, необходимое для выполнения работы при благоприятных условиях.

Пример для постановки задачи:

$$t_{ож} = \frac{(3 \cdot t_{\min} + 2 \cdot t_{\max})}{5} = \frac{(3 \cdot 1 + 2 \cdot 1)}{5} = 1 \quad (4.1)$$

Коэффициент календарности определяется (для шестидневной рабочей недели) по следующей формуле:

$$K_{КАЛ} = \frac{T_{КАЛ}}{(T_{КАЛ} - T_{ВЫХ} - T_{ПР})} = \frac{365}{(365 - 66)} = 1,22$$

Перечень работ, исполнители, а также оценка трудоемкости отдельных видов работ приводится в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Оценка трудоемкости

Наименование работы	Исполнители работы	Трудоемкость работ,			Длительность работ, дни	
		tmin	tmax	тож	Тр	Тк
Получение задание от руководителя	Научный руководитель	1	1	1	1	1
	Инженер	1	1	1	1	1
Изучение схемы ТЭЦ	Инженер	6	12	8	8	10
Анализ схем турбин	Инженер	6	11	8	8	10
Составление алгоритма расчетов	Инженер	5	10	7	7	9
Сбор данных по схемам турбине Т-110-130	Инженер	5	10	7	7	9
Расчеты	Научный руководитель	2	3	2	2	2
	Инженер	8	10	9	9	11
Техническое описание расчетов	Инженер	7	12	9	9	11
Доработка проекта	Инженер	7	10	8	8	10
Обработка результатов	Инженер	4	8	6	6	7
Анализ результатов	Инженер	7	11	9	9	11
	Научный руководитель	1	3	2	2	2
Оформление результатов расчета	Инженер	5	10	7	7	9
	Итого:	65	112	84	84	103

Для иллюстрации плана графика работ по исследованию построим диаграмму Ганта.

Диаграмма Ганта исследования представлена на рисунке 6.1.

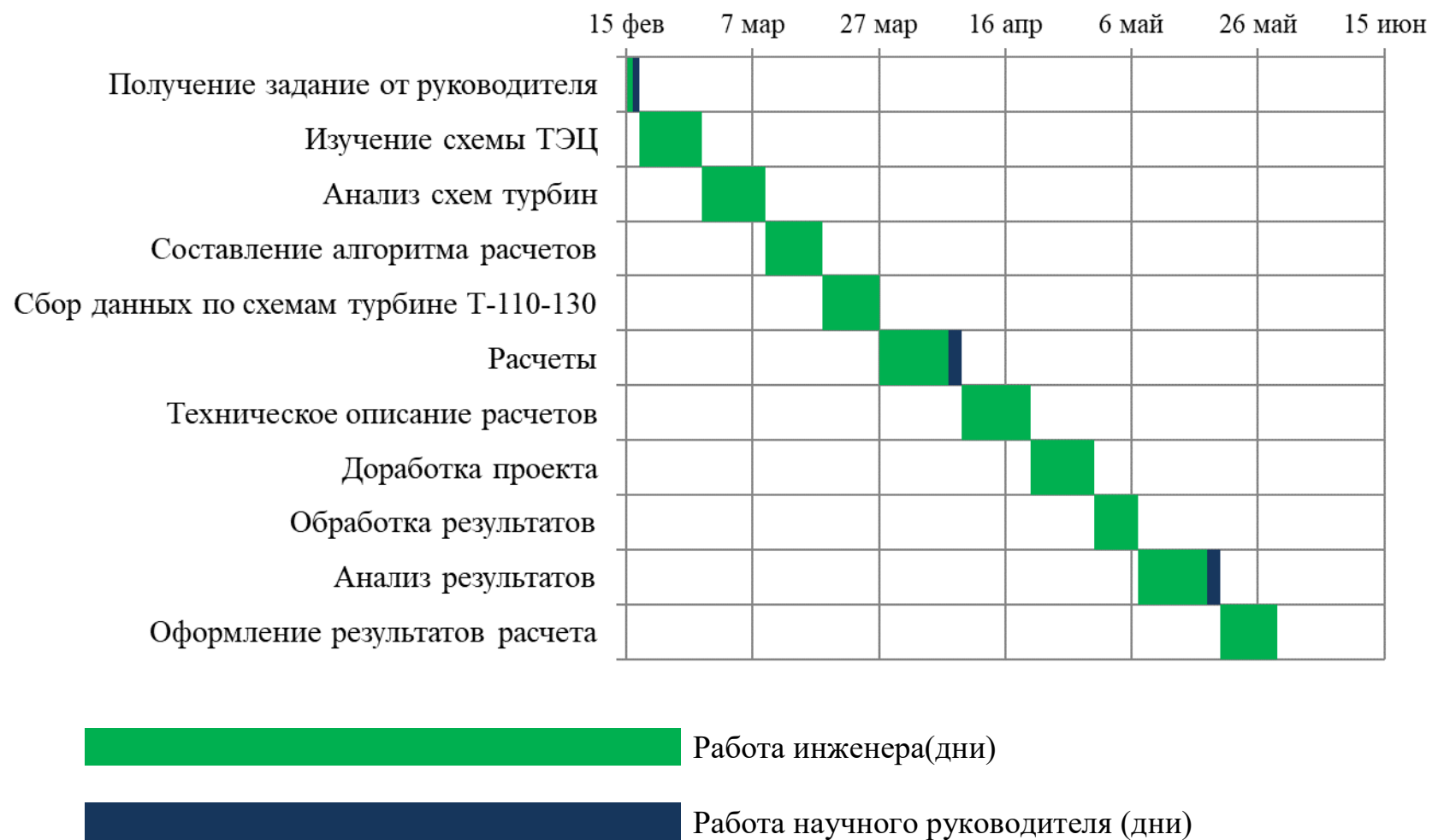


Рисунок 6.1 - Диаграмма Ганта

Из диаграммы Ганта видно, что общее время работы над проектированием занимает 103 календарных дней, а само исследование поделено на 12 задач. При получении задания 15.02.2021 инженер выполнит полностью исследование к 29.05.2021.

6.3 Смета затрат на проектирование

6.3.1 Расчет материальных затрат

Для проектирования были приобретены бумага и канцелярские товары. Стоимость всей канцелярии составляет 3200 рублей.

6.3.2 Амортизация основных средств

При выполнении проектирования использовался компьютер, поэтому в затратах на исследование необходимо учесть его амортизацию за время использования. Расчет амортизации ведется линейным способом.

Первоначальная стоимость ПК 50000 рублей, срок полезного использования для машин офисных код 330.28.23.23 составляет 2-3 года. Тогда норма амортизации составит:

$$A_n = \frac{1}{n} \cdot 100\% = 33,3\% \quad (4.2)$$

Годовые амортизационные отчисления:

$$I_{\text{ам}}^{\text{осн}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал.год}}} A_n \cdot C_{\text{комп}} = \frac{103}{365} \cdot 0,333 \cdot 50000 = 4698,5 \text{ руб.} \quad (6.3)$$

Где,

$T_{\text{кал}} = 103$ дня - число календарных дней работы над проектированием.

$T_{\text{кал.год}} = 365$ дней - действительный годовой фонд календарного времени.

6.3.3 Расчет заработной платы исполнителей

Расчет заработной платы производится на основании перечня работ и трудоемкости работ. Баланс рабочего времени для 6 дневной рабочей недели представлен в таблице 6.4. Расчет зарплаты представлен в таблице 6.5.

Таблица 6.4- Баланс рабочего времени (для 6-дневной недели)

Показатели рабочего времени	Дни
Календарные дни	365
Нерабочие дни (праздники/выходные)	66
Потери рабочего времени (отпуск/невыходы по болезни)	56
Действительный годовой фонд рабочего времени	243

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле (для инженера)

$$З_{\text{дн}} = \frac{З_{\text{М(ИНЖЕНЕР)}} \cdot М}{F_{\text{д}}} = \frac{21760 \cdot 10,4}{243} = 931,3 \text{ руб.} \quad (4.3)$$

Где,

$З_{\text{М(ИНЖЕНЕР)}}$ = 21760 руб. оклад инженера;

$М$ = 10,4 мес – количество месяцев работы без отпуска в течение года;

$F_{\text{д}}$ = 243 дня-годовой фонд рабочего времени;

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{\text{дн}} = \frac{З_{\text{М(РУКОВОДИТЕЛЬ)}} \cdot М}{F_{\text{д}}} = \frac{29568 \cdot 10,4}{243} = 1265,5 \text{ руб.} \quad (4.4)$$

Где,

$З_{\text{М(РУКОВОДИТЕЛЬ)}}$ = 29568 руб. – оклад руководителя;

Затраты на заработную плату:

$$З_{\text{п}} = З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}$$

$З_{\text{осн}}$ – основная заработная плата, руб.

$З_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата, руб.

Заработная плата основная:

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot Т_p \cdot (1 + К_{пр} + К_d) \cdot К_p$$

$З_{дн}$ – среднедневная заработная плата, руб.

$К_{пр}$ – премиальный коэффициент (0,3- 0);

$К_d$ – коэффициент доплат и надбавок (0,2-0,5);

$К_p$ – районный коэффициент (для Томска 1,3);

$К_p$ – продолжительность работ, выполняемых работником, раб.дни

Таблица 4.5 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$З_{дн}$, руб.	$К_{пр}$	$К_d$	$К_p$	$Т_p$	$З_{осн}$
Инженер	931,3	0,1	0,2	1,3	79	124336,8
Научный руководитель	1265,5	0,3	0,3	1,3	5	13161,2
Итого:						137498,0

Дополнительная заработная плата исполнителей темы

$$З_{доп} = 0,1 \cdot З_{осн} = 0,1 \cdot 137498 = 13749,8 \text{ руб. (4.5)}$$

Затраты на заработную плату

$$З_{п} = З_{осн} + З_{доп} = 137498 + 13749,8 = 151247,8 \text{ руб. (4.6)}$$

6.3.4 Страховые отчисления

Данная статья отражает обязательные отчисления по установленным законодательным нормам органам государственного социального страхования, пенсионного фонда, государственного фонда занятости и медицинского страхования.

Затраты на социальные нужды рассчитываются как доля (30%) от затрат на оплату труда:

$$И_{соц} = 0,3 \cdot З_{п} = 0,3 \cdot 151247,8 = 45374,3 \text{ руб. (4.7)}$$

6.3.5 Накладные расходы

При выполнении данного проекта учитывают прочие затраты, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$\begin{aligned} I_{\text{НАК}} &= 0,16 \cdot (I_{\text{МАТ}} + Z_{\text{П}} + I_{\text{СОЦ}} + I_{\text{АМ}}) = \\ &= 0,16 \cdot (3200 + 151247,8 + 45374,3 + 4698,5) = 32723 \text{ руб.} \end{aligned} \quad (4.8)$$

Смета затрат на исследование представлена в таблице 6.6

Таблица 6.6- Смета затрат на проектирование

Наименование	Сумма, руб.	%
Материальные затраты	3200,0	1,35%
Затраты на основную заработную плату	137498,0	57,96%
Затраты на дополнительную заработную плату	13749,8	5,80%
Амортизация основных средств	4698,5	1,98%
Страховые взносы	45374,3	19,13%
Накладные расходы	32723,3	13,79%
Общий бюджет	237244,0	100%

В ходе планирования проектирования выявлено, что общая работа над проектом займет 103 календарных дней из них 84 рабочих, из которых 79 дней работал инженер и 5 дней работал руководитель.

Общий бюджет исследования составил 237244 руб.

6.4 Определение экономической эффективности

В данном разделе будет проведен расчет экономической эффективности при расширении Ново-Кемеровской ТЭЦ.

6.4.1 Определение капитальных вложений

$$K_{cm} = K_m + K_\delta + K_{общ} = 1860 + 16 + 16,4 = 1892,4 \text{ млн.руб.},$$

- K_m - затраты, относимые соответственно на турбину $K_m = 1860$ млн.руб., [13]
- K_δ - затраты, относимые соответственно на монтаж паропроводов $K_\delta = 16$ млн.руб. [13]
- Общестанционные затраты, $K_{общест} = 16,4$ млн.руб.,

6.4.2 Определение текущих затрат

Годовая выработка электроэнергии турбиной:

$$\mathcal{E}_{год} = (N_{T-110-130})h_y, (4.9)$$

где,

h_y - число часов использования установленной мощности, $h_y = 6500$ ч;

$N_{T-110-130} = 110$ МВт - электрическая мощность газовой турбины

$$\mathcal{E}_{год} = 110000 \cdot 6500 = 715 \text{ млн.кВт} \cdot \text{час}.$$

Отпущенная электроэнергия:

$$\mathcal{E}_{отп} = \varepsilon_{сн} \cdot \mathcal{E}_{выр} = 0,9 \cdot 715 = 643,5 \text{ млн.кВт} \cdot \text{час}. \quad (4.10)$$

Годовой отпуск тепла

$$Q_{год} = Q_{час} \cdot h_y = 186 \cdot 3300 = 613800 \text{ Гкал/год}, \quad (4.11)$$

где, $Q_{час} = 186$ Гкал/час.- тепловая нагрузка турбины.

Годовой расход топлива:

$$B_y = b_{отп}_y \cdot \mathcal{E}_{отп} = 310 \cdot 643,5 = 199485 \frac{\text{т}}{\text{год}}, (4.12)$$

Расход топлива на отпуск тепла:

$$B_Q = \frac{b_{отп}_T \cdot Q_{год}}{1000} = \frac{162 \cdot 613800}{1000} = 99435 \frac{\text{т}}{\text{год}}$$

Годовой расход топлива:

$$B = B_y + B_Q = 199485 + 99435 = 298920 \frac{\text{т}}{\text{год}}$$

где,

$$b_y^{\text{отп}} = 310 \frac{\text{г.у.т}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}} - \text{удельный расход топлива на 1 отпущенный кВт} \cdot \text{ч}$$

электрической энергии;

$$b_T = 162 \frac{\text{кг.у.т}}{\text{ГКал}} - \text{Удельный расход условного топлива и КПД по производству}$$

теплоты.

Численность персонала:

$$N_{\text{перс}} = N_H \cdot \overline{n_{\text{шт}}}, \quad (4.13)$$

где $\overline{n_{\text{шт}}}$ - штатный коэффициент для ТЭЦ мощностью 110 МВт принимаем 1,1 чел./МВт,

$$N_{\text{перс}} = N_H \cdot \overline{n_{\text{шт}}} = 110 \cdot 1,1 = 121 \text{ чел},$$

Фонд заработной платы:

$$\Phi = 3 \cdot N_{\text{перс}},$$

где 3- средняя заработная плата, 3 = 25480 руб.

$$\Phi = 3 \cdot N_{\text{перс}}^{\text{Iвар}} = 25480 \cdot 121 = 3,08 \text{ млн.руб./мес}, \quad (4.14)$$

Годовые затраты на заработную плату:

$$I_{\text{ЗПл}} = \Phi \cdot 12 = 3,08 \cdot 12 = 36,96 \text{ млн.руб / год}. \quad (4.15)$$

Социальные отчисления:

$$I_{\text{СОЦ}} = 0,3 \cdot I_{\text{ЗПл}} = 0,3 \cdot 36,96 = 11 \text{ млн.руб / год}. \quad (4.16)$$

Годовые затраты тепловой электростанции на топливо:

$$I_T = B_{\text{ут}} \cdot C_T,$$

где C_m – цена топлива, $C_T = 1200 \text{ руб / тонна}$ по данным поставщика топлива Ново-Кемеровской ТЭЦ,

$$I_T = V_{\text{ут}} \cdot C_T = 298920,6 \cdot 1200 = 358,7 \text{ млн.руб/год.} \quad (4.17)$$

Годовые затраты электростанции на амортизационные отчисления:

$$I_{\text{ам}} = \bar{N}_{\text{ам}} \cdot K_{\text{ст}} = 0,033 \cdot 1892,4 = 62,4 \text{ млн.руб/год} \quad (4.18)$$

где, $\bar{N}_{\text{ам}} = 0,033$ - норма амортизации при сроке службе станции 30 лет

Годовые затраты на ремонт:

$$I_{\text{рем}} = 0,02 \cdot K_{\text{СТ}} = 0,02 \cdot 1892,4 = 37,84 \text{ млн.руб / год.} \quad (4.19)$$

Прочие расходы:

$$\begin{aligned} I_{\text{проч}} &= 0,02 (I_T + I_{\text{ам}} + I_{\text{зпл}} + I_{\text{рем}} + I_{\text{соц}}) = \\ &= 0,02 (358,7 + 62,4 + 36,96 + 37,84 + 11) = 10,13 \text{ млн.руб/год.} \end{aligned} \quad (4.20)$$

Полная величина годовых эксплуатационных затрат:

$$\begin{aligned} I &= I_T + I_{\text{ам}} + I_{\text{зпл}} + I_{\text{рем}} + I_{\text{проч}} + I_{\text{соц}} = \\ &= 358,7 + 62,4 + 36,96 + 37,84 + 11 + 10,13 = 517 \text{ млн.руб} \end{aligned} \quad (4.21)$$

6.4.3 Определение выручки и прибыли

Выручка

$$B = \tau_{\text{э/э}} \cdot \mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{отп}} + \tau_{\text{м/э}} \cdot \mathcal{E}_{\text{мен}} = 0,9 \cdot 643,5 + 800 \cdot 613800 = 1070,2 \text{ млн.руб}$$

Прибыль от продаж

$$P_{\text{б}} = \tau_{\text{э/э}} \cdot \mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{отп}} + \tau_{\text{м/э}} \cdot \mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{отп}} - I \quad (4.22)$$

$$\begin{aligned} P_{\text{б}} &= \tau_{\text{э/э}} \cdot \mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{отп}} + \tau_{\text{м/э}} \cdot \mathcal{E}_{\text{мен}} - I = \\ &= 0,9 \cdot 643,5 \cdot 10 + 800 \cdot 613800 - 517 \cdot 10^6 = 553 \text{ млн.р} \end{aligned}$$

где $\tau_{\text{э/э}}$ - тариф на отпуск электроэнергии

$$\tau_{\text{э/э}} = 0,9 \text{ руб / квт} \cdot \text{ч},$$

$\tau_{\text{мен}}$ - тариф на отпуск тепловой энергии,

$\tau_{мен}$ - тариф на отпуск тепловой энергии, действующий в данном регионе,
 $C_{мен} = 800 \text{ руб} / \text{Гкал}$ [из среднего тарифа по г. Кемерово]

6.4.4 Определение эффективности проекта

Срок окупаемости без учета фактора времени:

$$T_{окуп} = T_{OK} + \frac{K_{ст}}{П_B \cdot (1 - 0,2) + I_{AM}} \quad (4.21)$$
$$T_{окуп} = 2 + \frac{1892,4}{553 \cdot (1 - 0,2) + 62,4} = 5,7 \text{ года.}$$

Учитывая большую длительность осуществления проектов необходимо рассчитать показатели эффективности, учитывающие разную стоимость денежных потоков во времени. К ним относятся: ЧДД, ВНД, ИД и дисконтированный срок окупаемости.

Е=5%

Таблица №6.1

№	Наименование показателя	Значение показателя по годам, тыс. у.д.е.														
		Годы														
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	Операционная деятельность (доход) п.1.7+п.1.4.2			476,7	504,9	504,9	504,9	504,9	504,9	504,9	504,9	504,9	504,9	504,9	504,9	504,9
1.1	Объем продаж															
	- отпуск электроэнергии Эотп, МВт.ч			579150,0	643500,0	643500,0	643500,0	643500,0	643500,0	643500,0	643500,0	643500,0	643500,0	643500,0	643500,0	643500,0
	- отпуск тепл. энергии Qотп, Гкал			552420,0	613800,0	613800,0	613800,0	613800,0	613800,0	613800,0	613800,0	613800,0	613800,0	613800,0	613800,0	613800,0
1.2	Цена продаж															
	- тариф на эл.энергию, руб/МВт.ч			900,0	900,0	900,0	900,0	900,0	900,0	900,0	900,0	900,0	900,0	900,0	900,0	900,0
	- тариф на тепловую энергию, руб/Гкал			800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0
1.3	Выручка от продаж, млнруб			963,2	1070,2	1070,2	1070,2	1070,2	1070,2	1070,2	1070,2	1070,2	1070,2	1070,2	1070,2	1070,2
1.4	Суммарные издержки, млн. руб			445,3	517,1	517,1	517,1	517,1	517,1	517,1	517,1	517,1	517,1	517,1	517,1	517,1
1.4.2	Амортизационные отчисления (Иам) 0,033п2.1, млн. руб			62,4	62,4	62,4	62,4	62,4	62,4	62,4	62,4	62,4	62,4	62,4	62,4	62,4
1.5	Прибыль балансовая п.1.3-п.1.4, млн. руб			517,8	553,1	553,1	553,1	553,1	553,1	553,1	553,1	553,1	553,1	553,1	553,1	553,1
1.6	Налоги, 0,2п.1.5, млн. руб			103,6	110,6	110,6	110,6	110,6	110,6	110,6	110,6	110,6	110,6	110,6	110,6	110,6
1.7	Прибыль чистая п.1.5-п.1.6, млн. руб			414,3	442,5	442,5	442,5	442,5	442,5	442,5	442,5	442,5	442,5	442,5	442,5	442,5
2	Инвестиционная деятельность К=Косп+Коб п.2.1+п.2.2, млн. руб	946,2	946,2	29,9												
2.1	капиталовложения (Косп), млн. руб	946,2	946,2	29,9												
2.2	Затраты на приобретение оборотных активов (Коб), млн. руб			29,9												
3	Дисконтированные капвложения (Кпр),млн. руб	1095,3	1043,2	24,6												
4	Сумма Кпр нарастающи итогом, млн. руб	1095,3	2138,5	2138,5												
5	Дисконтированный доход (ДД), млн. руб			411,8	415,4	395,6	376,8	358,8	341,8	325,5	310,0	295,2	281,2	267,8	255,0	242,9
6	Сумма ДД нарастающим итогом, млн. руб			411,8	827,2	1222,8	1599,6	1958,5	2300,3	2625,7	2935,7	3231,0	3512,1	3779,9	4034,9	4277,8
7	ЧДД			-1726,7	-1311,3	-915,7	-538,9	-180,0	161,7	487,2	797,2	1092,4	1373,6	1641,4	1896,4	2139,3
8	ИД			0,2	0,4	0,6	0,7	0,9	1,1	1,2	1,4	1,5	1,6	1,8	1,9	2,0

E=10%

Таблица №6.2

№	Наименование показателя	Значение показателя по годам, тыс. у.д.е.														
		Годы														
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	Операционная деятельность (доход) п.1.7+п.1.4.2			406,4	504,9	504,9	504,9	504,9	504,9	504,9	504,9	504,9	504,9	504,9	504,9	504,9
1.1	Объем продаж															
	- отпуск электроэнергии Эотп, МВт.ч			514800,0	643500,0	643500,0	643500,0	643500,0	643500,0	643500,0	643500,0	643500,0	643500,0	643500,0	643500,0	643500,0
	- отпуск тепл. энергии Qотп, Гкал			491040,0	613800,0	613800,0	613800,0	613800,0	613800,0	613800,0	613800,0	613800,0	613800,0	613800,0	613800,0	613800,0
1.2	Цена продаж															
	- тариф на эл.энергию, уде/ МВт.ч			900,0	900,0	900,0	900,0	900,0	900,0	900,0	900,0	900,0	900,0	900,0	900,0	900,0
1.3	Выручка от продаж, млн. уде			856,2	1070,2	1070,2	1070,2	1070,2	1070,2	1070,2	1070,2	1070,2	1070,2	1070,2	1070,2	1070,2
1.4	Суммарные издержки, млн. уде			426,2	517,1	517,1	517,1	517,1	517,1	517,1	517,1	517,1	517,1	517,1	517,1	517,1
1.4.2	Амортизационные отчисления (Иам) 0,1 п.2.1, млн. уде			62,4	62,4	62,4	62,4	62,4	62,4	62,4	62,4	62,4	62,4	62,4	62,4	62,4
1.5	Прибыль балансовая п.1.3-п.1.4, млн. уде			430,0	553,1	553,1	553,1	553,1	553,1	553,1	553,1	553,1	553,1	553,1	553,1	553,1
1.6	Налоги, 0,2п.1.5, млн. уде			86,0	110,6	110,6	110,6	110,6	110,6	110,6	110,6	110,6	110,6	110,6	110,6	110,6
1.7	Прибыль чистая п.1.5-п.1.6, млн. уде			344,0	442,5	442,5	442,5	442,5	442,5	442,5	442,5	442,5	442,5	442,5	442,5	442,5
2	Инвестиционная деятельность К=Косн+Коб п.2.1+п.2.2, млн. уде	946,2	946,2	29,9												
2.1	Затраты на приобретение внеоборотных активов (Косн), млн. уде	946,2	946,2	29,9	0,0											
2.2	Затраты на приобретение оборотных активов (Коб), млн. уде			29,9												
3	Дисконтированные капвложения (Кпр),млн. уде	1439,1	1251,3	34,4	0,0											
4	Сумма Кпр нарастающи итогом, млн. уде	1439,1	2690,4	2724,8	2724,8											
5	Дисконтированный доход (ДД), млн. уде			305,4	344,9	313,5	285,0	259,1	235,6	214,1	194,7	177,0	160,9	146,3	133,0	120,9
6	Сумма ДД нарастающим итогом, млн. уде			305,4	650,2	963,8	1248,8	1507,9	1743,5	1957,6	2152,3	2329,3	2490,2	2636,4	2769,4	2890,3
7	ЧДД			-2419,4	-2074,5	-1761,0	-1476,0	-1216,9	-981,3	-767,2	-572,5	-395,5	-234,6	-88,4	44,6	165,5
8	ИД			0,112	0,239	0,354	0,458	0,553	0,640	0,718	0,790	0,855	0,914	0,968	1,016	1,061

На рисунке 4.2 представлен график определения ВНД

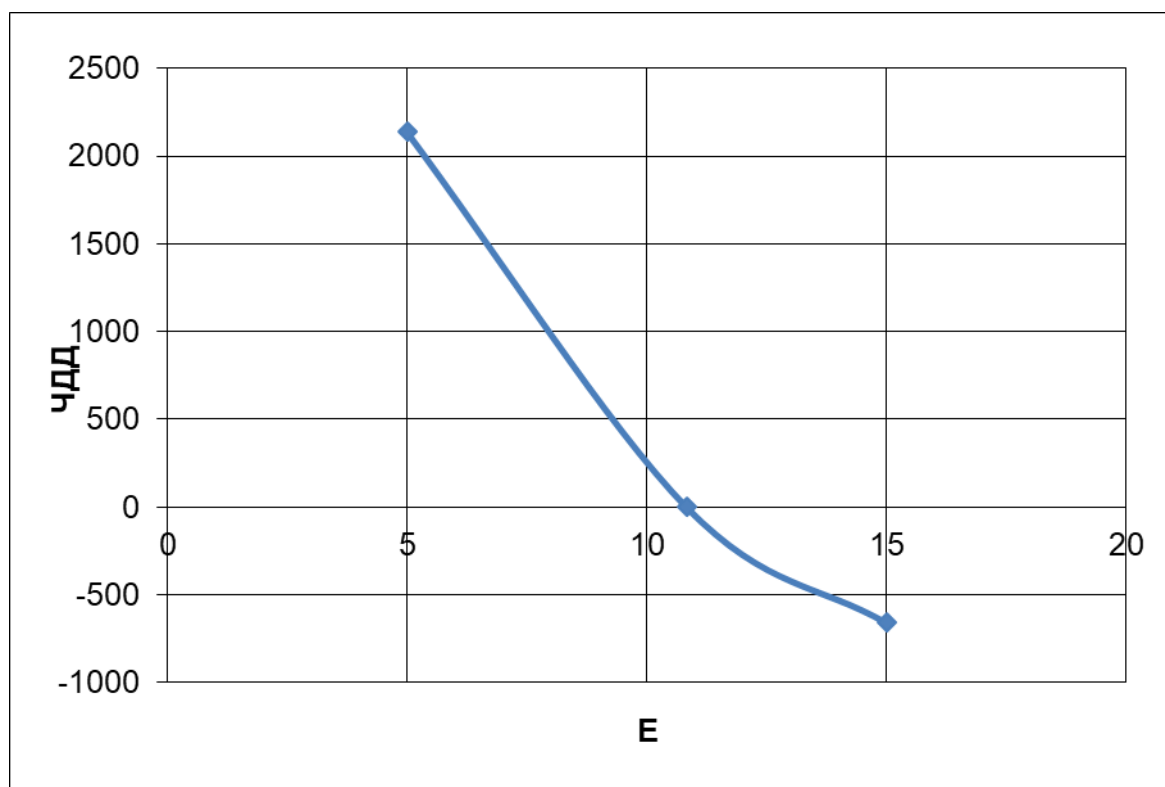


Рисунок 4.2- Графикопределения ВНД

ВНД проекта равна 10,8%.Срок окупаемости проекта и индекс доходности говорят о целесообразности установки турбины на Ново-Кемеровской ГРЭС.

В данном проекте были выполнены проектные проработки по определению основных технических решений проекта реконструкции ТЭЦ путем установленной турбины 100 МВт .В результате чего покроется дефицит энергии, возникающий в отопительный период в связи с увеличением тепловой нагрузки узла подпитки теплосети, увеличится выработка электро- и теплоэнергии, а также возрастет надежность в теплоснабжении города Кемерово . Повышение надежности теплоснабжения обуславливается заменойстарого оборудования на более мощное и надежное.

В составе основных технических решений рассмотрены вопросы связанные с компоновкой .Выполнен тепловой расчет паротурбиной

установки, в результате которого установлено, что турбина удовлетворяет заданным условиям работы.

Произведен технико-экономический анализ проекта в котором определен экономический эффект от увеличения выработки электро- и теплоэнергии.

ЧДД (10%)=165,5 ИД(10%)=1,061

Срок окупаемости при ставке дисконта $E=10\%$ составляет 13,5 лет.

График срока окупаемости при ставке дисконта $E=10\%$ представлен на рисунке 6.3

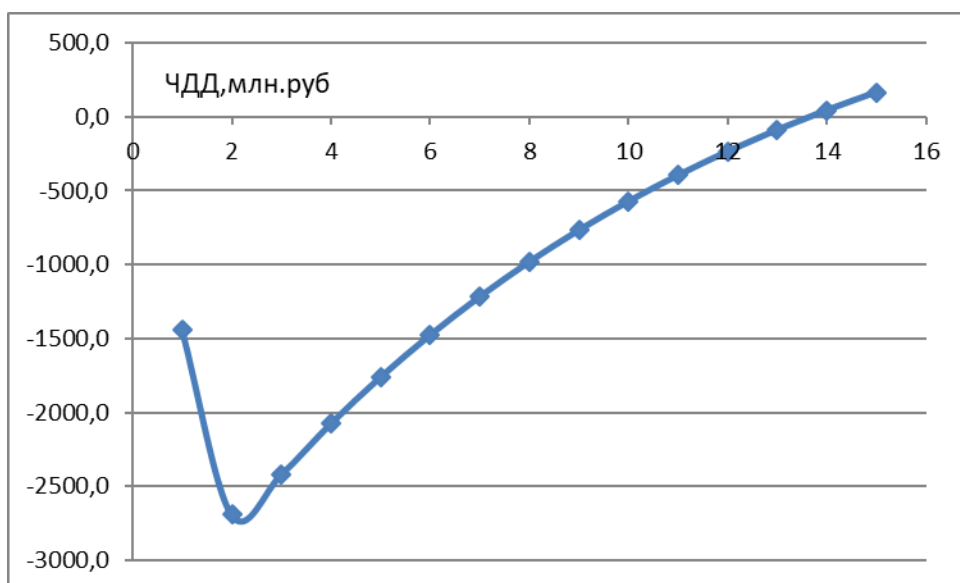


Рисунок 4.3- График срока окупаемости проекта при ставке дисконта $E=10\%$

Срок окупаемости проекта составил 14 лет. DYI находится на уровне 10,8%